OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

SUPPLÉMENT

RAPPORT ANNUEL 1991

Profil de l'office national de l'énergie

L'Office national de l'énergie est un tribunal de réglementation fédérale indépendant créé par une loi du Parlement le 2 novembre 1959. Depuis son établissement, il joue un rôle important dans le développement du secteur énergétique du Canada.

En vertu des pouvoirs que lui confère la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, l'Office autorise les exportations de pétrole, de gaz naturel et d'électricité, délivre des certificats relativement aux pipelines interprovinciaux et internationaux et aux lignes interprovinciales et internationales désignées de transport d'électricité, et établit les droits et les tarifs visant les oléoducs et les gazoducs relevant de la compétence fédérale.

Aux termes de la Loi, l'Office doit également suivre la situation de l'approvisionnement en produits énergétiques au Canada, notamment l'électricité, le pétrole, le gaz naturel et les sous-produits du pétrole et du gaz; il lui incombe aussi de se tenir au fait de la demande d'énergie de source canadienne, au pays et sur les marchés d'exportation.

L'Office s'acquitte de responsabilités précises en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord* et de la *Loi sur l'administration de l'énergie*. En outre, le ministre du Travail a nommé des inspecteurs de l'Office à titre d'agents de sécurité chargés de mettre en application la Partie II du Code canadien du travail.

En avril 1991, les responsabilités en matière de réglementation jusqu'alors assumées par l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada à l'égard de la prospection, de l'exploitation et de la production du pétrole et du gaz dans les régions pionnières ont été confiées à l'Office.

Siège
Office national de l'énergie
311, 6e avenue s.-o.
Calgary (Alberta)
T2P 3H2
Tél. : (403) 292-4800
Télec. : (403) 292-5503

Bureau de Yellowknife
Office national de l'énergie
4914, 50e rue (C.P. 1500)
Yellowknife (T.N.-O.)
X1A 2R3
Tél. : (403) 920-8175
Télec. : (403) 873-8707

© Ministre des Approvisionnements et Services 1992

Cat. No. NE 1-1991/1F
ISBN 0-662-97754-8

Cat. No. NE 1-1991/1E
ISBN 0-662-19914-6

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

This report is published separately in both official languages.

Imprimé au Canada

Printed in Canada

Cette publication est imprimée sur du papier contenant des rebuts recyclés.

93-00423/

Table de conversion au système métrique

L'Office national de l'énergie a adopté le système international de mesures (SI). Les unités d'énergie les plus souvent utilisées dans le rapport sont le gigajoule (GJ) et le pétajoule (PJ). Un réservoir de 30 litres d'essence contient environ un gigajoule d'énergie. Un pétajoule est égal àun million de gigajoules. En moyenne, une ville comme Toronto consomme un pétajoule d'énergie environ toutes les quinze heures pour satisfaire à tous ses besoins (chauffage, éclairage, transport, etc.)

La table de conversion ci-dessous pourra être utile aux lecteurs qui connaissent mieux le système impérial.

Facteur de conversion approximatif

1 mètre (m)	=	3,28 pieds
1 kilomètre (km)	=	0,62 mille
1 millimètre (mm)	=	0,039 pouce
1 mètre cube (m^3) de pétrole	=	6,3 barils
1 mètre cube (m^3) de gaz naturel	=	35,3 pieds cubes
1 litre (L)	=	0,22 gallon impérial
1 kilogramme (kg)	=	2,20 livres
1 gigajoule	=	950 pieds cubes de gaz à 1 000 Btu/pied cube ou 0,165 baril de pétrole ou encore 0,28 mégawatts d'électricité
1 pétajoule	=	un million de gigajoules

Notation

gigajoule (GJ)	=	10^9J
térajoule (TJ)	=	10^{12}J
pétajoule (PJ)	=	10^{15}J
exajoule (EJ)	=	10^{18}J
kilowatt (KW)	=	10^3 watts
mégawatt (MW)	=	10^3 KW
mégawattheure (MW.h)	=	10^3 KW.h
gigawattheure (GW.h)	=	10^6 KW.h
térawattheure (TW.h)	=	10^9 KW.h

Table des matières

1 Avant-propos

3 Prix international du pétrole

4 Prix du gaz naturel

5 Production, consommation et commerce de l'énergie

7 Pétrole brut et produits pétroliers

13 Gaz naturel

19 Électricité

23 Exploitation du pétrole et du gaz naturel, et réserves

31 *Annexes*
33 Synthèse de la situation énergétique
35 Pétrole
37 Gaz
48 Électricité

Avant-Propos

Le présent Supplément au Rapport annuel 1991 de l'Office national de l'énergie présente les données de fin d'exercice sur le commerce du pétrole, du gaz naturel et de l'électricité de source canadienne. On y trouve aussi des statistiques concernant l'offre et la demande d'énergie et des renseignements sur l'exploration et la mise en valeur du gaz et du pétrole au Canada.

Le rapport comprend un bon nombre de tableaux qui fournissent des statistiques détaillées, ventilées par compagnie, sur les exportations et les importations de pétrole, de gaz naturel et d'électricité.

L'information présentée dans le Supplément n'était pas disponible lors de la publication du Rapport annuel 1991 en avril dernier. On peut se procurer des exemplaires du rapport annuel en communiquant avec l'Office à l'adresse et au numéro de téléphone indiqués à l'avant du rapport.

Calgary (Alberta)
Août 1992

Évolution de la situation énergétique

Prix international du pétrole

Au cours des 20 dernières années, les marchés mondiaux du pétrole ont été secoués par des bouleversements périodiques qui ont fortement influé sur l'offre et la demande d'énergie au Canada. Récemment, en 1990, l'invasion du Kuweit par l'Irak a déclenché une hausse brusque, mais de courte durée, des prix internationaux du pétrole brut, dans la deuxième moitié de l'année. Après l'expulsion de l'Irak du Kuweit, les prix mondiaux du brut sont retombés essentiellement aux niveaux qui avaient cours avant l'invasion.

En 1991, le prix du pétrole brut West Texas Intermediate à Cushing, Oklahoma, s'est chiffré en moyenne à 22,40 $ US le baril, soit une baisse de 8 % par rapport à la moyenne de 24,34 $ US enregistrée en 1990. Le 16 janvier 1991, début du bombardement de l'Irak par les forces alliées, le prix au comptant du West Texas Intermediate a atteint son plus haut niveau dans l'année, passant à 32 $ US le baril. Cependant, dès le 31 janvier, il était retombé à 21,55 $ US. Les prix mondiaux du brut ont enregistré de faibles fluctuations de mars à octobre et se sont raffermis quelque peu en novembre et décembre. Le baril de brut West Texas Intermediate se vendait en moyenne 23,00 $ US en décembre.

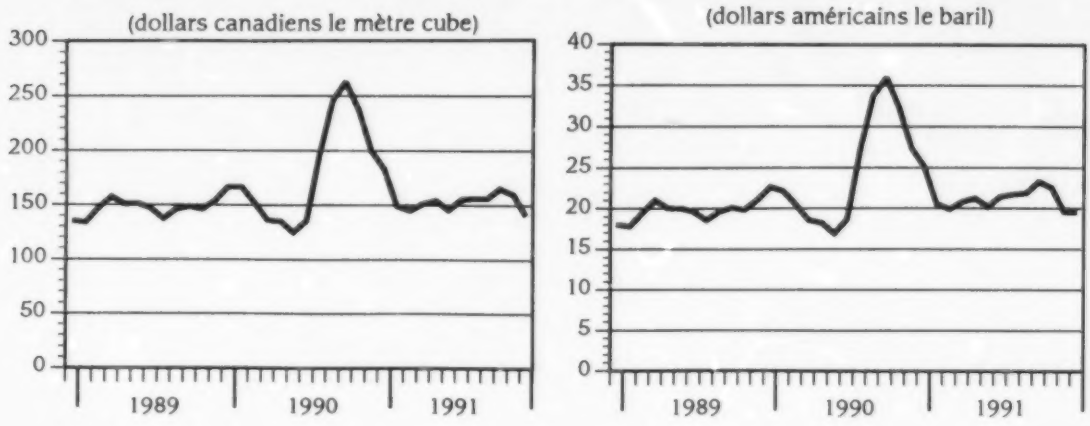
La demande mondiale de pétrole (y compris celle des pays anciennement sous le régime d'une économie planifiée) s'est accrue de 300 000 barils par jour en 1991, pour s'établir à 66,4 millions de barils par jour. La consommation des pays membres de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) a augmenté de 100 000 barils par jour, atteignant 38 millions de barils. Cette hausse, conjuguée à l'augmentation de la consommation dans les pays membres de l'OCDE, en Europe et dans le Pacifique, a largement compensé le recul de la demande en Amérique du Nord. Une période de forte croissance en Chine et en Asie a contribué à faire augmenter de 200 000 barils par jour la consommation totale de pétrole ailleurs que dans les pays de l'OCDE, laquelle a atteint 28,4 millions de barils par jour.

La production totale de brut a baissé de 400 000 barils par jour dans les pays non membres de l'Organisation des pays producteurs de pétrole (OPEP), se chiffrant à 42,5 millions de barils par jour. Les livraisons américaines et norvégiennes ont augmenté, tandis que la production dans l'ancienne URSS a, estime-t-on, chuté de plus de 1 million de barils par jour en 1991, par rapport à 1990, soit une baisse de 9%.

La production de brut dans les pays membres de l'OPEP a atteint en moyenne 23,4 millions de barils par jour en 1991, comparativement à 23,1 millions en 1990. L'Arabie Saoudite a porté sa production à 8,4 millions de barils par jour, contre une production de 4,9 millions de barils par jour enregistrée pas plus tard qu'en 1989. L'embargo commercial décrété contre l'Irak et les problèmes de

Figure 1

Prix moyen du pétrole brut West Texas Intermediate à Cushing



production au Kuweit après la guerre du Golfe se sont soldés par une baisse des approvisionnements de ces deux pays, qui ont produit 300 000 et 100 000 barils par jour, respectivement. Avant l'invasion du Kuweit par l'Irak, la production irakienne atteignait près de 3 millions de barils de brut par jour, tandis que le Kuweit produisait 1,5 million de barils par jour.

Prix du gaz naturel aux États-Unis

Pour ce qui est du gaz naturel, le commerce international du Canada est tributaire des prix du gaz en vigueur aux États-Unis. Les commentaires qui suivent résument l'évolution générale du marché du gaz nord-américain en 1990 et 1991, et font ressortir les variations dans les prix pratiqués sur certains des marchés américains qui s'approvisionnent en gaz naturel canadien.

En 1991, le prix moyen du gaz naturel américain à la tête du puits a baissé de 7 % pour s'établir à 1,59 $ US le millier de pieds cubes, contre 1,71 $ US l'année précédente. En outre, le prix moyen au point de livraison a aussi chuté de près de 4 %, passant à 2,91 $ US le millier de pieds cubes.

D'une façon générale, les prix ont baissé sur les marchés où les exportations canadiennes font concurrence aux approvisionnements américains. Selon les rapports du Département de l'Énergie des États-Unis, les prix aux points de livraison en Californie ont diminué d'environ 3 % en 1991, atteignant 2,80 $ US le millier de pieds cubes. Sur la Côte du Pacifique, les prix dans les États du nord-ouest ont marqué un recul d'approximativement 1 %, pour s'établir à 2,15 $ US le millier de pieds cubes. Dans la région du Centre, les prix n'ont pratiquement pas changé par rapport à l'année précédente, atteignant 3,09 $ US le millier de pieds cubes. Dans les États du nord-est, les prix ont chuté d'environ 3 %, passant à 3,23 $ US le millier de pieds cubes.

Production, consommation et commerce de l'énergie

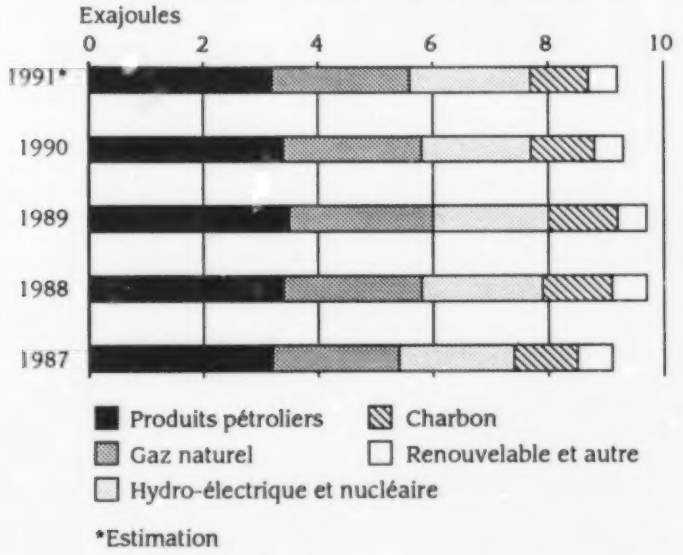
Au Canada, une forte augmentation des exportations nettes d'énergie a largement compensé une baisse de la consommation intérieure, le tout s'étant soldé par une hausse de la production en 1991 par rapport à l'année précédente.

En 1991, la consommation d'énergie primaire au Canada a été de 0,7 % inférieure à ce qu'elle avait été en 1990. La demande de produits pétroliers, qui représente environ un tiers de la consommation totale canadienne, a enregistré la baisse la plus notable, soit plus de 5 %. La demande de gaz naturel est demeurée pratiquement la même qu'en 1990, tandis que la consommation d'énergie nucléaire et d'hydro-électricité a augmenté de 3,9 % et de 16,3 %, respectivement.

En 1991, les exportations totales de pétrole brut et de produits raffinés se sont chiffrées à 2 501 pétajoules, soit une hausse de 14,6 % par rapport à 1990. Les revenus d'exportation, qui s'établissaient à 9,3 milliards de dollars en 1990, sont passés à 9,6 milliards de dollars en 1991. Le volume des importations de brut et de produits raffinés a diminué de 7,3 %, se chiffrant à1 338 pétajoules en 1991, et les coûts d'importation ont diminué de 23 pour cent, pour atteindre 5,2 milliards de dollars. Les exportations nettes de brut et de produits pétroliers raffinés se sont accrues de plus de 55 %, passant de 747 pétajoules en 1990 à 1 163 pétajoules en 1991. Les revenus nets d'exportation associés au brut et aux produits raffinés ont également augmenté d'environ 55 %, soit de 2,8 milliards de dollars en 1990 à 4,4 milliards de dollars en 1991.

Figure 2

Consommation d'énergie au Canada



*Estimation

Les exportations de gaz naturel ont suivi la courbe ascendante amorcée en 1986. En 1991, le volume des exportations de gaz a augmenté de 16 % par rapport à l'année précédente, atteignant un niveau record de 1 808 pétajoules. En 1991, le prix moyen du gaz à l'exportation était de 1,99 dollars, contre 2,11 dollars en 1990, et les revenus nets d'exportation sont passés de 3,2 milliards de dollars à 3,5 milliards de dollars. Les importations de gaz naturel, qui proviennent toutes des États-Unis, se sont chiffrées à 21 pétajoules.

Le volume des exportations d'électricité a grimpé de plus de 20 % pour se fixer à 71 pétajoules, un revirement de la tendance à la baisse qui s'était manifestée en 1987. Les ventes garanties d'électricité ont progressé de 1 %, tandis que le volume des fournitures interruptibles a fait un saut de près de 42 %, produisant des revenus d'exportation de 557 millions de dollars. Les importations d'électricité ont diminué, passant de 56 pétajoules en 1990 à 7 pétajoules en 1991. Ainsi, les exportations nettes d'électricité sont passées de presque rien en 1990 à 64 pétajoules en 1991, et les revenus nets correspondants se sont chiffrés à 487 millions.

Tableau 1

Commerce canadien de pétrole, de gaz naturel et d'électricité

(en pétajoules et en milliards de dollars)

	1989		1990		1991(e)	
	PJ	$ Milliards	PJ	$ Milliards	PJ	$ Milliards
Exportations						
Pétrole(a)	2 139	7.0	2 183	9.3	2501	9.6
Gaz naturel	1 432	3.0	1 537	3.3	1808	3.6
Électricité(b)	66	0.7	59	0.5	71	0.6
Exportations totales	3 637	10.7	3 779	13.1	4380	13.8
Importations						
Pétrole(a)	1 506	5.3	1 436	6.5	1338	5.2
Gaz naturel	46	0.1	28	0.1	21	0.1
Électricité(b)	31	0.3	56	0.6	6	0.1
Importations totales	**1583**	**5.7**	**1520**	**7.2**	**1365**	**5.4**
Exportations totales nettes	**2054**	**5.0**	**2259**	**5.9**	**3015**	**8.4**

Les chiffres du tableau ont été arrondis.

(e) Estimation

(a) Comprend tous les produits pétroliers et les liquides de gaz naturel. Ne comprend pas les échanges entre le Canada et les États-Unis.

(b) L'électricité est convertie au taux de 3,6 pétajoules par térawattheure, compte tenu de la valeur énergétique de la production d'électricité. Ne comprend pas les échanges entre le Canada et les États-Unis.

Pétrole brut et produits pétroliers

Production canadienne de pétrole brut

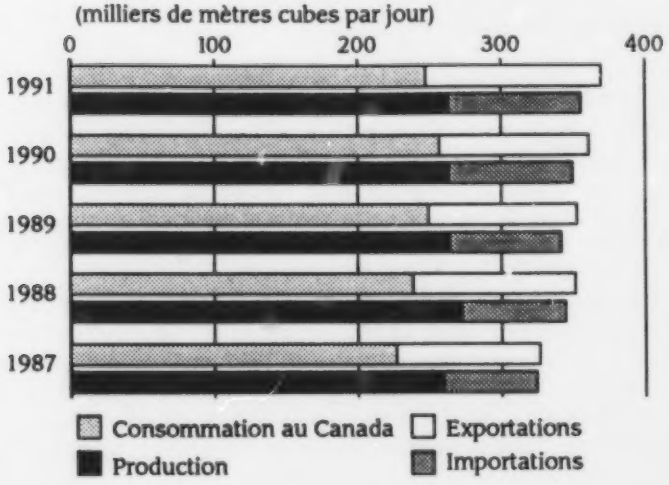
En 1991, la production de pétrole brut au Canada (ce qui comprend le brut léger et le brut lourd classiques, le bitume, les pentanes plus et le brut synthétique) a atteint environ 263 400 mètres cubes par jour en moyenne, soit le niveau enregistré pour 1990.

L'offre de brut léger classique a suivi la tendance à la baisse amorcée en 1988, se chiffrant en moyenne à 135 900 mètre cubes par jour; il s'agit d'une baisse de 3 % par rapport aux chiffres concernant l'offre moyenne en 1990 (140 400 mètres cubes par jour).

En 1991, les usines d'exploitation de Syncrude et de Suncor ont produit en moyenne près de 35 900 mètres cubes par jour de brut synthétique, soit 9 % de plus que l'année précédente (32 800 mètres cubes par jour). La production de brut synthétique à l'usine de valorisation Newgrade a atteint 6 800 mètres cubes par jour; de ce volume, environ 2 000 mètres cubes par jour ont été commercialisés sous la forme de pétrole brut synthétique (comparativement à 1 500 mètres cubes par jour l'an dernier) et le reste a été utilisé directement par la raffinerie adjacente pour la production de produits pétroliers raffinés.

Figure 3

Pétrole brut et équivalents de source canadienne
Approvisionnement et utilisation



La production totale de pentanes plus a atteint environ 19 200 mètre cubes par jour en 1991, dont près de 12 000 mètres cubes par jour ont servi à diluer le brut lourd et le bitume. L'offre de pentanes plus a cru de plus de 4 % par rapport à 1990 (18 500 mètres cubes par jour) et l'utilisation de pentanes plus comme diluants a augmenté de 3 %.

L'offre de brut lourd mélangé (y compris le brut lourd classique, le bitume et les 64 % de la production de pentanes plus utilisés comme diluants) a atteint en moyenne 84 000 mètres cubes par jour en 1991, soit une hausse de moins de 2 % par rapport aux chiffres définitifs de 1990 (83 600 mètres cubes par jour). Une légère baisse de la production de bitume, attribuable à la faiblesse des prix commandés par ce produit, a été largement contrebalancée par une augmentation de la production de brut lourd classique.

Raffinage du pétrole

En 1991, la demande relative aux principaux produits pétroliers au Canada a chuté d'environ 5 %, avec des baisses considérables de la demande de mazout lourd et de carburéacteur. La demande a fléchi également dans le cas de l'essence à moteur et des distillats moyens, soit de 2 % et de 3 %, respectivement.

La production des raffineries a diminué de 5 %, et les importations des principaux produits pétroliers ont chuté de 35 %. Les exportations de ces produits ont toutefois augmenté de 1 %.

Les raffineries canadiennes se sont approvisionnées en brut canadien à raison de 144 200 mètres cubes par jour, soit une baisse de 13 % par rapport à l'année précédente, alors que les achats de brut étranger ont augmenté de 7 %, pour atteindre 91 900 mètres cubes par jour.

Importations de pétrole brut

En 1991, les importations de pétrole brut ont comblé 39 % des besoins de charge globaux des raffineries au Canada, contre 34 % en 1990. Sur le plan régional, les provinces de l'Atlantique ont compté entièrement sur le pétrole brut étranger. Au Québec, le brut importé a représenté près de 94 % des besoins totaux, comparativement à 74 % l'année précédente, hausse qui s'explique par la mise hors service du tronçon de pipeline entre Sarnia et Montréal au milieu de 1991. L'Ontario a encore importé de faibles volumes de brut des États-Unis.

Le Canada s'approvisionne en pétrole brut auprès de différents pays, dont certains sont membres de l'OPEP. Le brut originaire des pays de l'OPEP a représenté 32 % de nos importations totales en 1991, soit la même proportion qu'en 1990. Les pétroles bruts en provenance de la mer du Nord ont compté pour 60 % de nos importations totales de brut, contre 62 % en 1990. Les importations de brut d'autres sources ont atteint 8 %, soit 2 % de plus qu'en 1990.

Exportations de pétrole brut

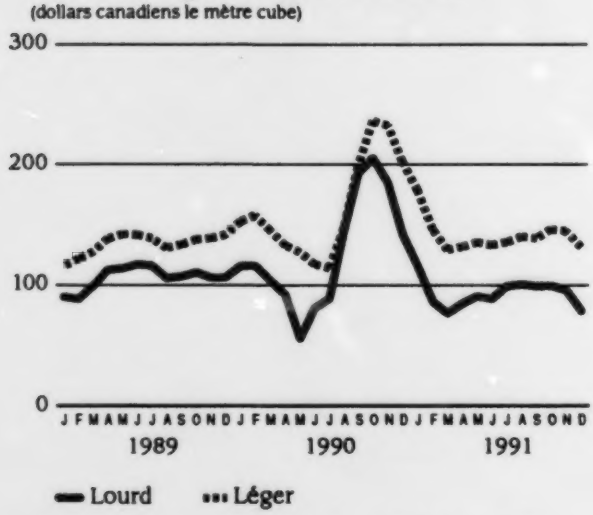
Les exportations totales de pétrole brut (synthétique compris) se sont chiffrées à 121 900 mètres cubes (768 000 barils) par jour en 1991, ce qui représente une hausse de 17 % par rapport à l'année précédente, où elles ont atteint près de 104 200 mètres cubes (656 000 barils) par jour. En 1991, les exportations totales se composaient d'environ 62 300 mètres cubes (392 000 barils) par jour de pétrole brut léger et l'équivalent, et de près de 59 600 mètres cubes (375 000 barils) par jour de brut lourd mélangé. On a estimé à 5,2 milliards de dollars la valeur des exportations de pétrole brut en 1991, contre 5,5 milliards de dollars en 1990. La différence entre les deux années tient aux prix élevés qui avaient cours pendant la seconde moitié de 1990, en raison de la crise du Golfe.

Le Midwest américain demeure le premier marché d'exportation du Canada. Des quantités moins élevées de pétrole ont été expédiées depuis Vancouver vers les États de la côte Ouest, l'Extrême-Orient et la partie américaine du golfe du Mexique.

En 1991, les plus gros acheteurs étrangers ont été Amoco, Clark Oil, Conoco, Mobil, Sun Refining, Ashland et United Refining pour le brut léger canadien, et Koch, Mobil, Amoco et Exxon pour le brut lourd.

Figure 4

Prix à l'exportation du brut léger et du brut lourd



1) Les prix ne sont pas rajustés selon la qualité.
2) Les prix du brut léger sont selon les rentrées à Edmonton, et ceux du brut lourd à Hardisty.

Figure 5

Utilisation de pétrole brut au Canada en 1991

(milliers de mètres cubes par jour)

Pétrole brut canadien raffiné au Canada	**144,2**
Pétrole brut canadien exporté du Canada	**121,9**
Pétrole brut importé raffiné au Canada	
Mer du Nord	**54,7**
Hémisphère occidental	**7,7**
Moyen-Orient	**14,1**
Autre	**15,4**
Total	**91,9**

Importations des principaux produits pétroliers

En 1991, les importations canadiennes des principaux produits pétroliers se sont chiffrées en moyenne à12 600 mètres cubes (79 000 barils) par jour, soit une baisse de 35 % par rapport à 1990. La majeure partie de cette diminution a visé l'essence à moteur et le carburéacteur. Dans le cas de l'essence à moteur, les importations ont diminué en Ontario et au Québec; pour le carburéacteur, elles ont chuté dans l'Est du Canada, y compris l'Ontario, et en Colombie-Britannique.

Exportations des principaux produits pétroliers

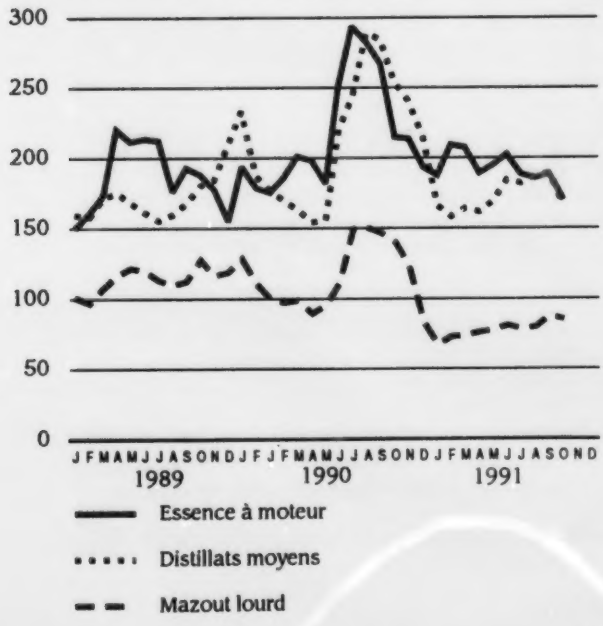
En 1991, les exportations des principaux produits pétroliers et du pétrole partiellement traité ont progressé de 1 %, atteignant 34 400 mètres cubes (217 000 barils) par jour. Une augmentation de 12 % des livraisons d'essence à moteur et de distillats moyens a été plus ou moins annulée par le fléchissement des exportations d'autres produits pétroliers. Sur le plan régional, les exportations à partir des provinces de l'Atlantique ont chuté, mais cette diminution a été compensée par des augmentations comparables en Ontario et en Colombie- Britannique. Les provinces de l'Atlantique ont compté pour environ 53 pour cent de toutes les exportations.

Les États-Unis ont encore été notre plus gros acheteur de produits pétroliers, ayant absorbé 87 % de nos exportations totales (par rapport à 96 % en 1990). Des exportations ont également eu lieu vers l'Extrême-Orient et l'Europe.

Figure 6

Principaux produits pétroliers
Prix moyen à l'exportation F.A.B.

(dollars canadiens le mètre cube)



Aux États-Unis, les États de la côte Est demeurent nos plus gros clients pour les produits pétroliers raffinés, suivis du Midwest. La société Newfoundland Processing, Compagnie pétrolière Impériale, Irving Oil, Shell Canada et Noco Energy étaient au premier rang des exportateurs des principaux produits pétroliers.

La valeur estimative des exportations des principaux produits pétroliers, y compris le pétrole partiellement traité, a été de l'ordre de 1,5 milliard de dollars en 1991, ce qui est comparable aux chiffres de 1990. Cette valeur ne comprend pas les produits exportés dans le cadre d'accords de traitement du pétrole brut, pour lesquels des prix ne sont pas fixés.

Tableau 2

Exportations de produits pétroliers, 1991

(milliers de mètres cubes)

	Essence à moteur	Distillats moyens	Carbu-réacteur	Mazout lourd	Pétrole partiellement traité	Total[a]
Atlantique	2 193	2 750	288	1 192	169	6 592
Québec	73	476	16	292	39	896
Ontario	875	1 104	7	744	-	2 730
Prairies	315	433	99	35	-	882
Colombie-Britannique	791	509	97	15	31	1 443
Total	**4 247**	**5 272**	**507**	**2 278**	**239**	**12 543**

(a) Ne comprend pas le propane, les butanes, les lubrifiants, les graisses et l'asphalte.

Capacité des oléoducs

En 1991, la Compagnie Pipeline Interprovincial (CPI) a fonctionné à pleine capacité sur le tronçon de son réseau qui va d'Edmonton à Sarnia. Les commandes ont excédé la capacité du réseau tout au long de 1991, ce qui a nécessité des répartitions mensuelles de capacité ramenant les expéditions possibles à une fourchette comprise entre 8 % (au pire) et 36 % (au mieux). Le 3 mars 1991, une rupture dans le pipeline de 34 pouces de la Lakehead au Minnesota a entraîné la fermeture de la canalisation 3 pendant quatre jours. Après la remise en service de la canalisation, la pression d'exploitation a été provisoirement réduite, si bien que la capacité du réseau s'en est trouvée amoindrie.

La fuite sur le réseau de la Lakehead et le volume apparemment excessif des commandes sur le réseau ont beaucoup influé sur le niveau des répartitions. La CPI et l'industrie ont élaboré de nouvelles procédures visant à limiter le recours aux répartitions, lesquelles ont été instaurées à titre d'essai au début de 1992.

En juillet 1991, la CPI a mis hors service sa canalisation 9 reliant Sarnia et Montréal, en raison d'une moindre disponibilité de pétrole brut léger canadien et une plus grande disponibilité du brut étranger meilleur marché.

La Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. avait en général de l'espace disponible sur son réseau en 1991.

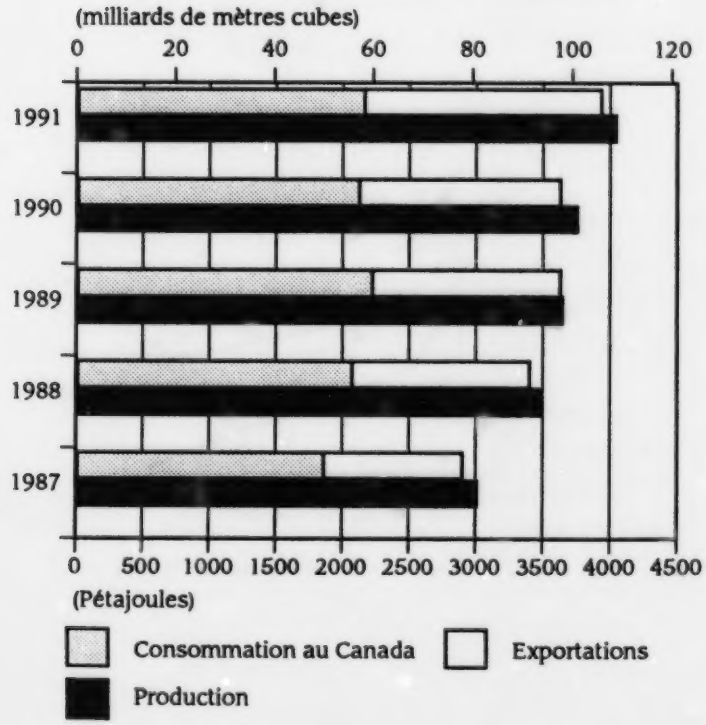
Gaz naturel

Offre et demande au Canada

La production canadienne de gaz naturel commercialisable a été évaluée à 108,8 milliards de mètres cubes en 1991, soit environ 8 % de plus que la production de l'année précédente (101 milliards de mètres cubes). Cet accroissement de la production totale canadienne tient principalement à une forte hausse de la production en Colombie-Britannique et, dans une moindre mesure, à une augmentation de la production albertaine. L'accroissement survenu en Colombie-Britannique est attribuable à l'assouplissement des restrictions admissibles ainsi qu'à l'apport de nouveaux gisements mis en exploitation dans les champs gaziers de Klua, de Hamlet North et de Sukunka.

Figure 7

Gaz naturel
Approvisionnement et utilisation



En 1991, les importations de gaz naturel ont atteint 547,4 millions de mètres cubes, soit 26 % de moins que les volumes de 1990, qui étaient de l'ordre de 742,5 millions de mètres cubes. Cette baisse résulte de l'accroissement des achats au comptant de gaz de l'Alberta, au détriment du gaz américain, aux fins de son stockage durant les mois d'été. Pendant l'année, l'Office a rendu 17 ordonnances d'importation à court terme, contre 38 en 1990. Les trois-quarts du gaz importé au Canada ont été acheminés par le gazoduc de la St. Clair Pipelines Ltd., en Ontario, qui se raccorde aux réseaux pipeliniers de la Union Gas Limited et de la Michigan Consolidated Natural Gas. Douze pour cent du gaz importé a passé au point d'interconnexion des réseaux de la Union Gas Limited et de la Panhandle Eastern Pipe Line Company, près de Windsor, en Ontario.

Durant l'année, les ventes de gaz au Canada ont atteint 54,7 milliards de mètres cubes, contre 54,5 milliards de mètres cubes en 1990.

La demande des secteurs résidentiel et commercial a cru en 1991 à cause de températures hivernales plus rigoureuses, surtout en Ontario et en Saskatchewan. Prises ensemble, les ventes directes et les ventes au secteur industriel sont restées inchangées par rapport à 1990, étant donné que les hausses enregistrées en Saskatchewan ont été compensées par des baisses en Colombie- Britannique et en Alberta.

Figure 8

Prix moyen à l'exportation du gaz naturel

(dollars canadiens le gigajoule)

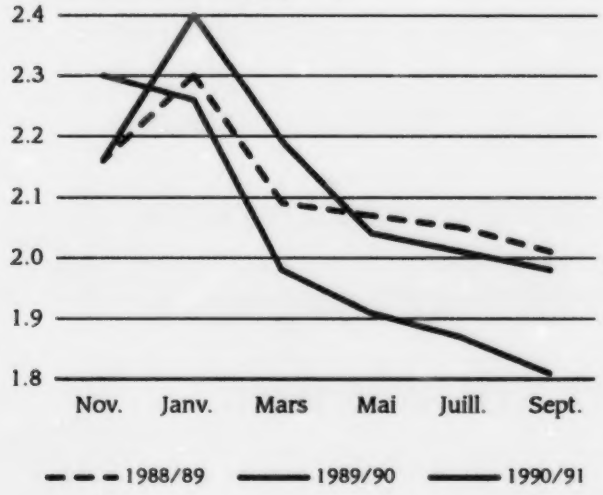
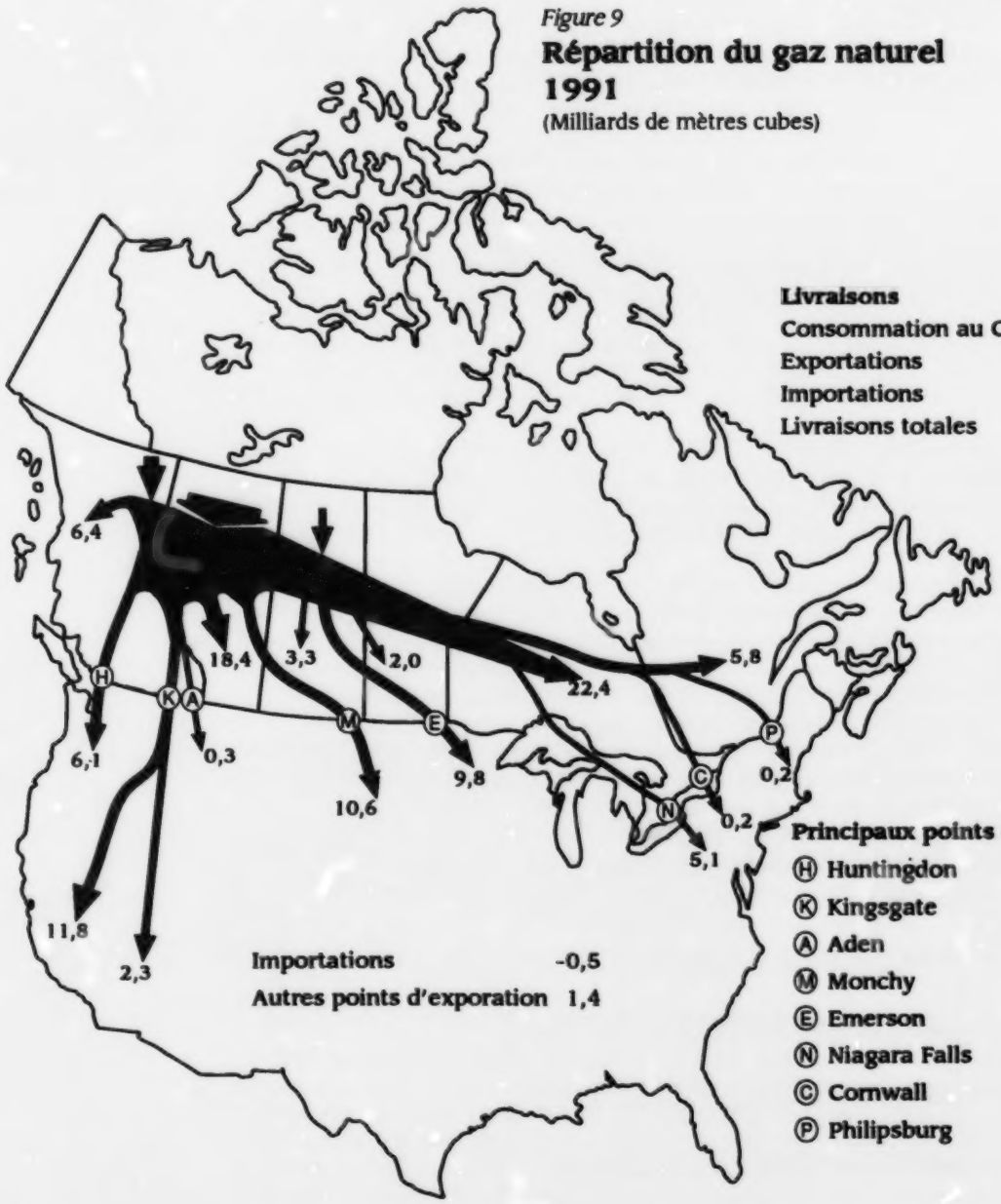


Figure 9

Répartition du gaz naturel 1991

(Milliards de mètres cubes)



Livraisons

Consommation au Canada	58,1
Exportations	47,8
Importations	-0,5
Livraisons totales	105,4

Importations	-0,5
Autres points d'exporation	1,4

Principaux points d'exportation

Ⓗ Huntingdon	6,1
Ⓚ Kingsgate	14,1
Ⓐ Aden	0,3
Ⓜ Monchy	10,6
Ⓔ Emerson	9,8
Ⓝ Niagara Falls	5,1
Ⓒ Cornwall	0,2
Ⓟ Philipsburg	0,2

Exportations

Les exportations de gaz naturel aux États-Unis ont augmenté d'environ 17 % en 1991, passant de 40,7 milliards de mètres cubes (1,44 billions de pieds cubes) à 47,8 milliards de mètres cubes (1,69 billions de pieds cubes).

Les revenus totaux des exportations de gaz naturel ont aussi augmenté, soit d'environ 10 %, passant de 3,3 milliards de dollars en 1990 à 3,6 milliards de dollars en 1991.

Par rapport à 1990, le prix moyen du gaz naturel exporté a fléchi de 5,7 %, passant de 2,11 dollars le gigajoule à 1,99 dollars le gigajoule.

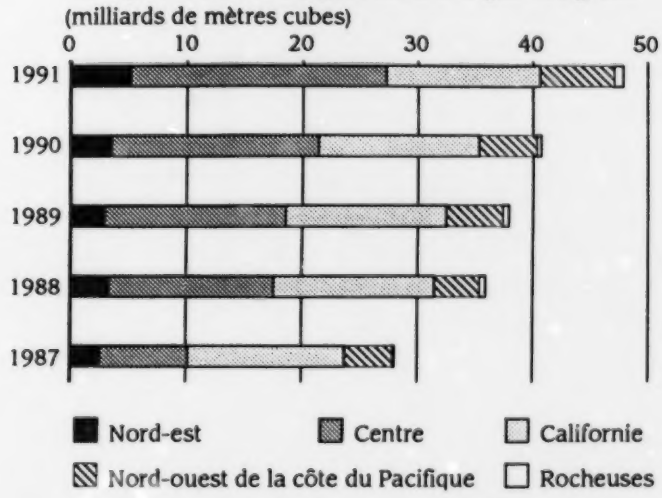
La région du Centre des États-Unis a absorbé 46 % des exportations canadiennes de gaz naturel en 1991, la Californie, 28 %, la région du nord-ouest de la côte du Pacifique, 13 %, les États du nord-est, 11 %, et la région des Rocheuses, 2 %.

L'accroissement des volumes exportés par rapport à l'an dernier tient en majeure partie à la région du Centre, le reste étant surtout attribuable aux États du nord-est et à la région du nord- ouest de la côte du Pacifique. En 1991, la part canadienne du marché du gaz aux États-Unis a égalé 8,6 % de la consommation.

Les ventes de gaz naturel canadien exporté aux termes d'ordonnances à court terme ont passé de 14,5 milliards de mètres cubes(511,9 milliards de pieds cubes) en 1990 à 22,9 milliards de mètres cubes (808,3 milliards de pieds cubes) en 1991. Au cours de l'année, les ventes à court terme ont représenté environ 48 % des exportations totales de gaz naturel, contre 36 % en 1990. Il est à noter, toutefois, que certains des volumes étaient exportés en vertu d'ordonnances à court terme, au lieu de licences à long terme, en attendant soit la construction d'installations, soit l'obtention des autorisations officielles requises.

Figure 10

Exportation de gaz naturel par région



L'achèvement de nouvelles installations pipelinières en 1991 a accru la capacité disponible, ce qui a favorisé les ventes de gaz canadien au marché d'exportation.

Capacité des gazoducs

En 1991, il y a eu peu de capacité excédentaire sur les principaux gazoducs canadiens. L'Office a autorisé la TransCanada PipeLines Limited à aller de l'avant avec son grand projet d'agrandissement de la canalisation principale de son gazoduc, ce qui comprenait la pose d'environ 1 200 kilomètres de conduites et l'installation de 17 compresseurs. L'Office a également approuvé, dans le cas de la Westcoast Energy Inc., deux projets de doublement de canalisation principale et deux demandes de construction de conduites de collecte, projets qui représentaient au total quelque 160 kilomètres de canalisations.

L'Office a convoqué une audience publique en 1991 pour instruire une demande de la TransCanada PipeLines Limited concernant la construction de canalisations pipelinières d'environ 300 kilomètres de long. Il a également tenu une consultation par voie de mémoires sur une proposition de l'Alberta Natural Gas Company Ltd., qui souhaitait accroître la capacité de son réseau de 24,7 millions de mètres cubes par jour, en étoffant ou en modifiant les installations à ses trois stations de compression situées dans le sud de la Colombie-Britannique. Ce projet d'extension doit permettre à la société d'approvisionner de nouveaux marchés en Californie et dans la partie nord-ouest de la côte du Pacifique. L'Office a agréé les deux demandes au printemps de 1992.

L'Office a également été saisi d'une demande de l'Altamont Gas Transmission Canada Limited qui proposait de construire un tronçon de canalisation de 300 mètres de long et de 762 millimètres de diamètre à la frontière entre l'Alberta et le Montana. Le tronçon ferait partie d'un projet de réseau pipelinier destiné àtransporter 20,8 millions de mètres cubes de gaz naturel canadien par jour vers des marchés de l'ouest des États-Unis, principalement celui de la Californie.

Liquides du gaz naturel

En 1991, la production totale de liquides du gaz naturel provenant des usines et des raffineries de gaz s'est élevée à 27,1 millions de mètres cubes, se répartissant comme il suit : éthane, 11,1; propane, 9,5; butanes, 6,5. L'offre d'éthane a augmenté de 8 % par rapport à l'an dernier; dans le cas du propane et des butanes, l'augmentation a été de 2 % et de 33 %, respectivement. Le changement enregistré dans l'offre de butanes n'a aucun effet sur les disponibilités, car il tient simplement au fait que les butanes qui sont produits par les raffineries et ensuite utilisés comme charge d'alimentation par ces dernières sont maintenant comptés dans l'offre globale. Les volumes employés comme charge d'alimentation, principalement pour les mélanges d'essence, étaient auparavant soustraits

de l'approvisionnement en butanes de raffinerie, mais il y sont maintenant inclus en raison de l'adoption de nouvelles méthodes de déclaration qui empêchent de les quantifier séparément. Notons que le traitement maintenant réservé aux volumes servant comme charge d'alimentation est similaire à celui des liquides du gaz naturel qui sont injectés dans les gisements de pétrole pour en améliorer le taux de récupération, et que l'Office a toujours signalés de part et d'autre de l'équation offre-demande.

Totalisant 6,7 millions de mètres cubes (236,5 millions de pieds cubes) en 1991, les exportations de liquides du gaz naturel se sont réparties comme il suit : éthane, 0,6 %; propane, 3,7 %; butanes, 2,4 %. En 1991, les exportations d'éthane ont chuté de 25 % par rapport à l'année précédente, les livraisons de propane ont augmenté légèrement et celles de butanes ont diminué de 7 %.

Le Midwest américain est demeuré notre plus gros acheteur de propane et de butanes, comptant pour près de 70 % des exportations totales. Les États de la côte Est et de la côte Ouest en ont absorbé des quantités moins importantes.

Amoco, Petro-Canada, Imperial Oil et Shell Canada ont été les principaux exportateurs de propane; les plus gros exportateurs de butanes ont été Amoco, Petro-Canada, Shell Canada et PanCanadien.

La valeur estimative des exportations de liquides du gaz naturel en 1991 a été de 0,7 milliard de dollars, contre 0,8 milliard de dollars en 1990. L'écart tient à la baisse du volume des exportations.

Électricité

Capacité de production

En 1991, la capacité totale nette de production d'électricité du Canada était de l'ordre de 104 631 mégawatts, soit environ 1 684 mégawatts ou 1,6 % de plus qu'en 1990.

Production et consommation

La production totale d'électricité en 1991 est estimée à 489 000 gigawattheures, une hausse de 5 % par rapport à l'an dernier. Environ 63 % de ce total provenaient de centrales hydro-électriques, 21 % de centrales thermiques classiques et 16 % de centrales nucléaires.

La consommation canadienne totale en 1991 est estimée à 470 000 gigawattheures, soit la même quantité qu'en 1990. La figure 11 montre l'offre et l'utilisation d'électricité au cours des cinq dernières années.

Exportations

Les ventes d'électricité à l'exportation ont augmenté en 1991 contrairement au fléchissement des ventes constaté chaque année entre 1987 et 1990. Grâce à une amélioration des conditions hydrauliques et à une augmentation de la demande, les exportations en 1991 ont atteint un niveau qui dépasse celui de 1989. Les ventes totales se sont chiffrées à 19 828 gigawattheures, soit une augmentation de 20,2 % par rapport à 1990. Les ventes garanties sont restées essentiellement inchangées, avec une augmentation de seulement 1 %, tandis que les ventes interruptibles ont fait un bond de 41,6 %. Les revenus totaux d'exportation en 1991, qui ont atteint 557,3 millions de dollars, ont augmenté seulement de 1,9 % par rapport à l'année précédente, tandis que le prix moyen du kilowattheure a baissé d'un peu plus de 15 %.

Toutes les grandes sociétés exportatrices d'électricité, à l'exception de la NB Power, ont accru leurs ventes à l'exportation en 1991. En particulier, Ontario Hydro et Hydro-Québec ont affiché des hausses remarquables de leurs exportations d'énergie interruptible, lesquelles ont augmenté de 234 % et 327 % respectivement, tandis que les livraisons garanties ont chuté de 6 % et 73 % respectivement. Manitoba Hydro, pour sa part, a accru ses exportations garanties de 210 % et ses ventes interruptibles de 50 %. BC Hydro a connu dans l'ensemble une meilleure année qu'en 1990, enregistrant une diminution modeste de ses ventes garanties, mais un accroissement de 43 % de ses ventes interruptibles.

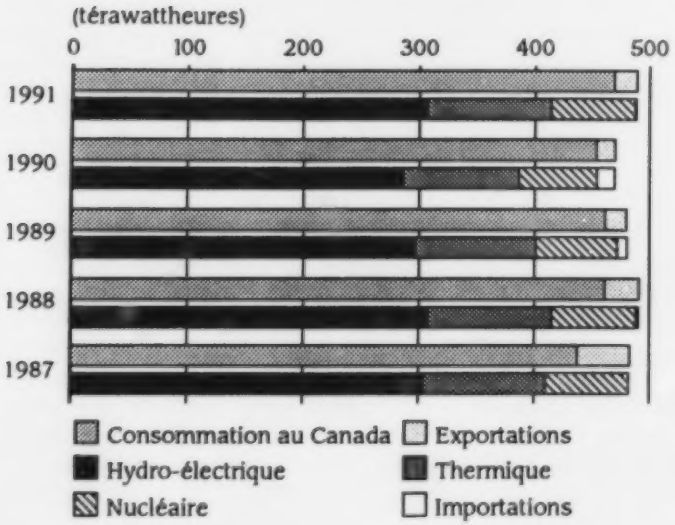
L'hydro-électricité demeure au premier rang des sources de production de toute l'électricité exportée, ayant compté pour 71 % de cette production en 1991, contre 63 % en 1990. Parmi les autres combustibles employés pour produire l'électricité destinée a l'exportation, citons l'énergie nucléaire (11 %), le charbon importé (8%), le charbon canadien (3 %), le pétrole importé (3 %), et le gaz naturel (2 %).

Les annexes 14 et 15 portant sur l'électricité font voir le point d'origine et la destination de toutes les exportations d'électricité, par province exportatrice et région ou État importateur. Tout comme en 1989 et 1990, la Nouvelle-Angleterre a été la première région importatrice en importance, absorbant environ 38 % de toutes les exportations canadiennes d'électricité.

Importations

Les importations, qui ont représenté une part importante du commerce de l'électricité en 1989 et en 1990, sont plus ou moins revenues à leurs niveaux habituels en 1991. Les achats aux États-Unis ont atteint le niveau record de 15 543 gigawattheures en 1990, par suite d'importations considérables d'électricité par Ontario Hydro pour compenser une baisse de la production des centrales nucléaires, due à des pannes prolongées de certains réacteurs. Ontario Hydro ayant réduit ses achats aux États-Unis en 1991, les importations pour l'ensemble du Canada ont chuté pour passer à 1 688 gigawattheures. Les coûts associés aux importations se sont chiffrés à 70 millions de dollars en 1991, contre 556 millions de dollars en 1990.

Figure 11
Électricité
Offre et utilisation



La figure 12 indique les exportations et les importations en 1991, de même que les transferts interprovinciaux. En 1991, les exportations nettes se sont chiffrées à 18 140 gigawattheures, c'est-à-dire la différence entre les ventes à l'exportation (19 828 gigawattheures) et les achats à l'étranger (1 688 gigawattheures). Il s'agit du plus haut niveau enregistré pour les exportations nettes depuis 1988.

Figure 12

Transferts internationaux et interprovinciaux d'électricité

(gigawattheures)

Nota: Les donnnés sur les transferts d'électricité interprovinciaux ont été établies à partir du bulletin mensuel "Statistiques de l'énergie électrique" de Statistique Canada.

Toutes les données se rapportent à 1991 (échanges inclus).

Exploitation du pétrole et du gaz naturel, et réserves

Travaux d'exploration et de mise en valeur

Dans l'ensemble, l'industrie canadienne du pétrole et du gaz naturel a connu un niveau d'activité légèrement inférieur à celui de l'année précédente. Les travaux d'exploration ont ralenti en 1991 sous l'effet de l'incertitude que suscitent les prix futurs du pétrole, de la faiblesse des prix du gaz, qui tient à la surabondance persistante de gaz naturel sur le marché, de l'amenuisement des liquidités et de l'attrait d'opportunités d'affaires plus intéressantes à l'étranger.

En 1991, l'industrie du pétrole et du gaz a consacré 384 millions de dollars à l'achat de droits miniers sur des terres publiques; il s'agit du montant le plus bas depuis 1986 et une diminution de 36 % par rapport aux quelques 600 millions de dollars dépensés à ce titre en 1990. Les gouvernements fédéral et provinciaux ont cédé des droits d'exploration minière sur 2,78 millions d'hectares en 1991, contre 3,61 million d'hectares en 1990. Le prix moyen en 1991 a été de 138 $ l'hectare, soit près de 17 % de moins que le prix de 166 $ l'hectare enregistré en 1990, mais légèrement plus que la moyenne de 134 $ notée en 1989. Les figures 13 et 14 donne une vue d'ensemble de l'achat de droits miniers au cours des cinq dernières années.

Figure 13

Achats de droits miniers

(millions d'hectares)

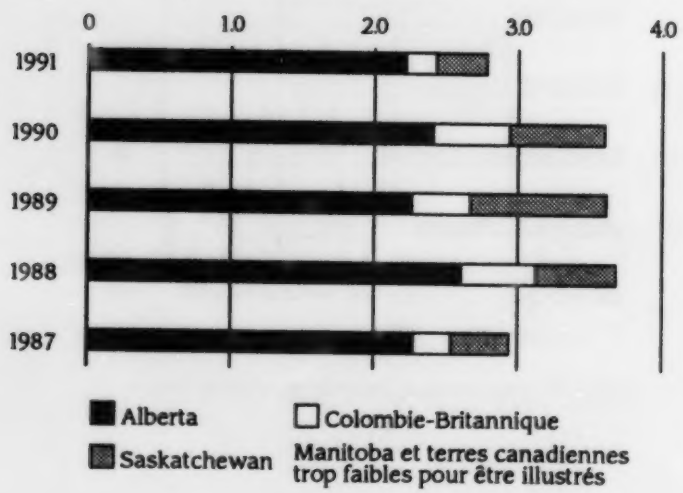


Figure 14

Achats de droits miniers

(indemnités totales, en millions de dollars)

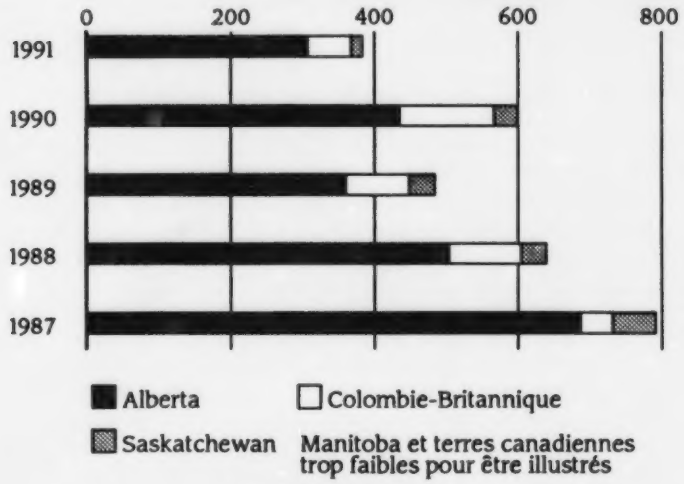
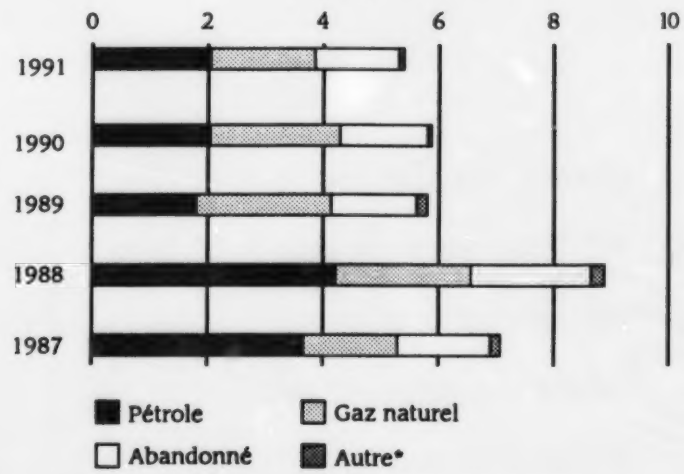


Figure 15

Puits forés au Canada

(milliers)



* Y compris suspensions, puits de service et divers

La diminution de l'activité de forage en 1991 peut être imputée entièrement à la réduction du forage gazier. Les puits de gaz de l'Alberta ont compté pour 32 % des puits complétés en 1991, contre 40 % en 1990. Les puits de gaz de la Saskatchewan ont représenté 40 % des puits complétés en 1990, et 39 % en 1990. Les puits de gaz de la Colombie-Britannique ont constitué 42 % des puits complétés en 1991, par rapport à 55 % en 1990. Au cours de l'année, les puits de pétrole ont compté pour une plus forte part des puits complétés dans la plupart des provinces, à cause du raffermissement des prix du pétrole par rapport aux prix du gaz naturel.

L'activité des plates-formes de forage en 1991 a accusé une baisse de 8 % par rapport au niveau d'activité observé en 1990 (figure 16). Comme d'habitude, elle a atteint une pointe au cours des mois d'hiver.

Pendant l'hiver, l'activité des plates-formes durant les deux premiers mois de 1991 a légèrement dépassé le niveau enregistré au cours de la même période en 1990. Toutefois, le niveau d'activité a été plus faible pendant la majeure partie du reste de l'année.

L'activité géophysique a accusé un recul par rapport à 1990, pendant presque tous les mois de 1991, tant du point de vue du nombre d'équipes actives chaque mois qu'au regard du nombre de kilomètres soumis à la prospection sismique par mois. La figure 17 rend compte du nombre d'équipes actives par mois, au cours des trois dernières années. De façon générale, l'activité géophysique tend à augmenter pendant les mois d'hiver.

Figure 16

Activité des installations de forage canadiennes

(Nombre d'installations exploitées par semaine)

Figure 17

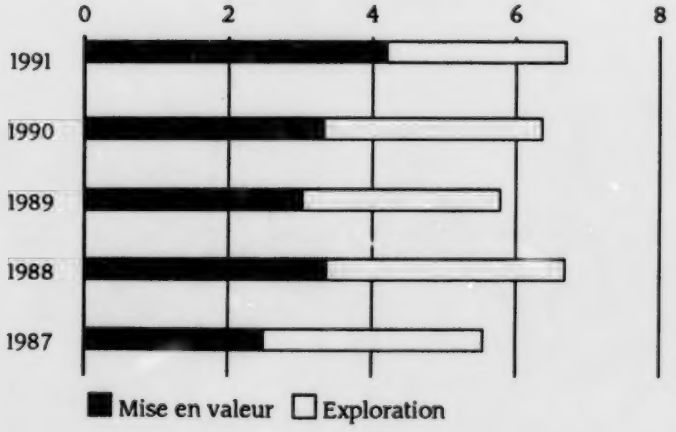
Activité géophysique

(Nombre moyen d'équipes actives par mois)

Figure 18

Dépenses d'exploration et de mise en valeur

(milliards de dollars)



En 1991, les dépenses d'exploration et de mise en valeur au Canada ont atteint environ 6,7 milliards de dollars (figure 18); ce montant représente une hausse d'approximativement 6 % par rapport aux 6,3 milliards de dollars dépensés à ce titre en 1990, et il se compare, sur une base nominale, à la moyenne annuelle des dépenses enregistrées au cours des cinq dernières années dans les régions classiques. Pendant l'année, des dépenses d'immobilisations supplémentaires de l'ordre de 1,1 milliards de dollars ont été engagées aux fins de gros projets tels Hibernia, Cohassett, Panuke, Caroline et l'usine de valorisation du pétrole lourd de Lloydminster.

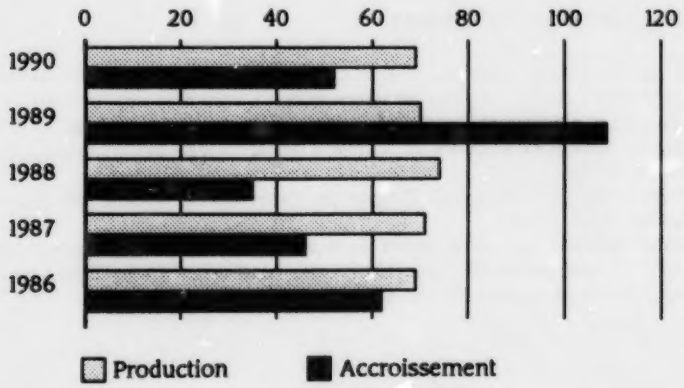
Réserves de pétrole et de gaz naturel

Selon les estimations de l'Office, les réserves établies initiales (c'est-à-dire avant production) de brut classique ont augmenté de 52,1 millions de mètres cubes par rapport à l'année 1989. Cette augmentation est attribuable aux nouvelles découvertes, àl'extension des réserves existantes et à la révision à la hausse des chiffres estimatifs pour les gisements existants. Une partie importante des nouvelles découvertes peut être attribuée à la mise en valeur des champs gaziers de Provost et de Grand Forks, en Alberta. La technique du forage horizontal a permis d'augmenter les réserves mobilisables de près de neuf millions de mètres cubes. Une grande partie de cette augmentation a été enregistrée en Saskatchewan.

Selon l'estimation de l'Office, les réserves restantes de brut classique, au 31 décembre 1990, étaient de 688,3 millions de mètres cubes (les chiffres de 1991 seront disponibles vers la fin de 1992), soit, comparativement aux chiffres de la fin de l'année 1989, une décroissance d'environ deux pour cent (16,3 millions de mètres cubes). La figure 19 montre la tendance des accroissements de réserves de brut classique par rapport à la production au cours des cinq dernières années.

Figure 19

Pétrole brut classique
Accroissement des réserves et production
(millions de mètres cubes)



Depuis 1985, les accroissements annuels de brut classique n'ont généralement pas suffi à remplacer les réserves drainées par la production et ont progressivement décliné, sauf en 1989, année où les découvertes de brut des champs d'Hibernia ont été comptabilisées comme réserves établies par suite de l'annonce de leur mise en valeur.

L'estimation des réserves établies initiales et restantes de bitume brut présentée au tableau 3 s'applique uniquement à des gisements mis en valeur; elle est fondée sur l'estimation fournie dans le rapport annuel des réserves de l'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta.

Tableau 3

Estimation des réserves établies de pétrole brut au 31 décembre 1990

(millions de mètres cubes)

Pétrole brut classique	**Initiales**	**Restantes**
Colombie-Britannique	90.1	17.4
Alberta	2 182.1	438.1
Saskatchewan	501.1	118.4
Manitoba	35.7	7.8
Ontario	11.6	1.5
Territoires du Nord-Ouest et Yukon[a], Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	0.0	0.0
Archipel arctique et région extracôtières de l'est de l'Arctique	1.0	0.8
Territoires continentaux	35.2	21.3
Nouvelle-Écosse[b]	3.0	3.0
Terre-Neuve[c]	80.0	80.0
Total - Brut classique	**2 939.7**	**688.3**
Bitume brut[d]		
Exploitable en surface	644.0	467.0
Exploitable in situ	102.9	57.4
Total - Bitume brut	**746.9**	**524.4**
Total (Brut classique et bitume)	**686.61**	**212.7**

(a) Aux fins du présent tableau, les Territoires du Nord-Ouest et le Territoire du Yukon sont partagés en trois régions géographiques. L'ensemble des réserves de la région de l'archipel arctique et de la partie extracôtière de l'est de l'Arctique provient du gisement Bent Horn et celles de la région des territoires continentaux, du gisement Norman Wells.

(b) Les réserves de la Nouvelle-Écosse proviennent en totalité des gisements de Cohasset et de Panuke.

(c) Dans le cas de Terre-Neuve, toutes les réserves proviennent des champs d'Hibernia.

(d) Source: Commission de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta, Rapport ST90-18 (gisements mis en valeur seulement).

Selon l'estimation de l'Office, en 1990 les réserves établies initiales de gaz naturel commercialisable ont augmenté de 136 milliards de mètres cubes, soit d'environ trois pour cent, par rapport aux chiffres de la fin de l'année 1989. Les deux tiers de cette augmentation, soit 86 milliards de mètres cubes, ont été enregistrés en Alberta.

Comme l'indique le tableau 4, l'Office a estimé qu'au 31 décembre 1990, les réserves établies restantes de gaz naturel commercialisable se chiffraient à 2 262 milliards de mètres cubes (les chiffres de 1991 seront disponibles vers la fin de 1992), soit une augmentation de 28 milliards de mètres cubes par rapport aux chiffres de la fin de l'année 1989. Cette augmentation est attribuable au fait que les accroissements des réserves ont plus que compensé le drainage des réserves par la production.

Tableau 4

Estimation des réserves établies de gaz naturel commercialisable au 31 décembre 1990

(en milliards de mètres cubes)

	Initiales	**Restantes**
Colombie-Britannique	453	229
Alberta	3 262	1 623
Saskatchewan	141	84
Ontario	40	9
Territoires du Nord-Ouest et Yukon[a]		
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	309	309
Archipel arctique et région extracôtière de l'est de l'Arctique	0	0
Territoires continentaux	15	8
TOTAL	**4 220**	**2 262**
(Total en exajoules)	**162.4**	**87.1**

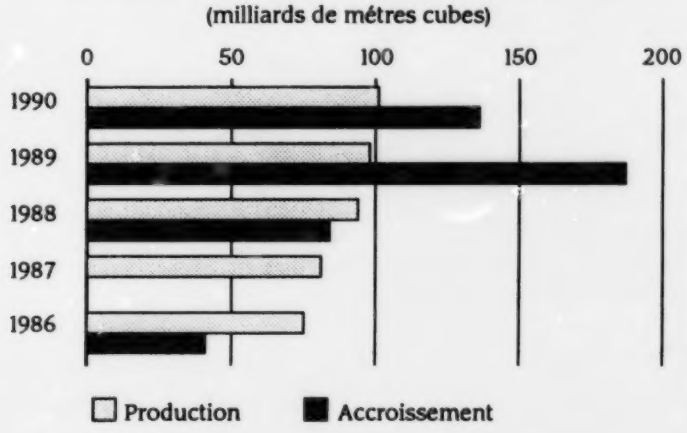
NOTE : Ces chiffres ont été arrondis.

(a) Aux fins du présent tableau, les Territoires du Nord-Ouest et du Yukon sont répartis en trois régions géographiques.

Les réserves restantes de l'Alberta ont accusé une légère diminution alors que celles de la Saskatchewan et de la Colombie- Britannique ont enregistré une augmentation de dix-sept pour cent et de sept pour cent respectivement. Comme le montre la figure 20, l'accroissement des activités de forage gazier au cours de 1989 et de 1990 a eu pour résultat non seulement la découverte de nombreux petits gisements mais également l'augmentation du potentiel des gisements existants. Le nombre important de demandes d'exportation de gaz naturel récemment étudiées par l'Office a nécessité un réexamen des estimations des réserves des gisements récemment découverts et des gisements existants. L'Office a intégré ces nouveaux chiffres à son estimation des réserves établies.

Figure 20

Gaz naturel commercialisable
Accroissement des réserves et production•



•À partir de 1989, les données incluent les apports et révisions des régions de production classique et des régions dites pionnières, mais ces dernières n'ont fait aucun apport aux réserves en 1989. Les données de 1985 à 1988 ne portent que sur les régions de production classique.

Annexes

Synthèse de la situation énergétique

1. Consommation d'énergie au Canada
2. Pétrole brut et équivalents – Approvisionnements et utilisation
3. Gaz naturel – Approvisionnements et utilisation
4. Électricité – Production et utilisation

Pétrole

5. Exportations de produits pétroliers – 1991
6. Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens – 1990 et 1991
7. Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens

Gaz

8. Exportations de gaz naturel
9. Importations de gaz naturel

Gaz naturel liquéfié

10. Exportations de propane, de butane, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences et d'ordonnances
11. Importations de propane, de butane, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences et d'ordonnances
12. Exportations nettes totales de propane et de butane

Électricité

13. Exportations 1991
14. Commerce de l'électricité entre les États-Unis et le Canada (par province)
15. Commerce de l'électricité entre le Canada et les États-Unis (par région américaine/État)

1. Consommation d'énergie au Canada(a) (pétajoules)

	1987	1988	1989	1990	1991(e)
Pétrole (b)	3218.2	3369.5	3528.3	3407.0	3208.0
Gaz naturel (c)	2159.2	2372.3	2526.6	2443.5	2439.0
Hydro-électricité (d)	1130.5	1096.4	1035.5	1054.2	1095.5
Nucléaire (d) (f)	905.3	958.9	937.7	832.9	969.5
Charbon	1117.7	1200.3	1197.8	1077.2	1035.4
Énergie renouvelable et autres	554.2	553.5	543.2	541.1	537.5
TOTAL POUR LE CANADA	**9085.1**	**9550.9**	**9769.1**	**9355.9**	**9285.0**

a - Comprend l'énergie utilisée sans but énergétique, l'autoconsommation, l'énergie utilisée pour les conversions et le combustible utilisé pour les exportations d'électricité.
b - Comprend le GPL
c - Exclut les pertes en cours de réinjection et comprend l'éthane, le combustible utilisé pour la réinjection et récupération du bitume.
d - Converti en fonction d'un facteur de 3,6 PJ/TWh (hydro électricité) et de 12,1 PJ/TWh (nucléaire).
e - Estimation
f - Comprend l'énergie utilisée pour produire de la vapeur.

Si l'on convertissait l'énergie en fonction d'une quantité de chaleur de 10,5 pétajoules par térawattheure, facteur de conversion permettant d'estimer la quantité d'énergie primaire produite par l'hydro-électricité et le nucléaire compte tenu de la quantité qui serait requise s'il s'agissait de combustibles fossiles, on obtiendrait les chiffres suivants :

	1987	1988	1989	1990	1991(e)
Hydro-électricité et nucléaire	4082.9	4029.9	3833.8	3797.6	4036.6

2. Pétrole brut et équivalents - Approvisionnements et utilisation (milliers de mètres cubes par jour)

	1987	1988	1989	1990	1991
Approvisionnements					
Production canadienne(a)	259.6	272.6	264.2	263.4	263.3
Importations(b)	64.7	71.7	77.3	86.2	92.0
Total des approvisionnements(d)	324.3	344.3	341.5	349.6	355.3
Utilisation					
Demande intérieure(b)	226.5	238.3	249.2	256.6	247.6
Exportations(c)	99.6	112.8	102.9	104.2	121.9
Utilisation totale(d)	326.1	351.1	352.1	360.8	369.5

a - Source : l'ONÉ
b - Source : formule 153 d'EMR - Arrivages à la raffinerie
c - Source : formule 306 de l'ONÉ - Exportations de pétrole brut
d - Le total des approvisionnements n'est pas égal au total de la capacité utilisée en raison des changements apportés aux stocks, etc.

3. Gaz naturel - Approvisionnements et utilisation (milliards de mètres cubes à 101,325 kPa et 15 degrés Celsius)

	1987	1988	1989	1990	1991(e)
Ventes nettes au Canada	47.8	52.7	56.9	54.5	54.7
Autres utilisations au Canada (a)	2.1	2.9	2.8	4.5	3.4
Importations	-0.1	-0.6	-1.2	-0.7	-0.5
Exportations	28.0	35.9	37.9	40.7	47.8
Livraisons totales de gaz naturel canadien (b)	77.8	90.9	96.4	99.0	105.4
Production de gaz commercialisable(b)	80.9	93.9	98.1	101.0	108.8

a - Comprend le combustible pour pipeline, les pertes et autres livraisons, moins les variations de stock.
b - Les livraisons totales comprennent le gaz naturel de synthèse, mais ne comprennent pas les pertes en cours de réinjection et le combustible de réinjection qui sont compris dans la production de gaz commercialisable.
e - Estimation.

4. Électricité - Production et utilisation (térawattheures)

	1987	1988	1989	1990	1991 (p)
Production totale	483.2	490.6	482.7	467.6	489.0 (p)
Importations (a)	0.5	2.8	8.7	15.4	1.9 (p)
Total des approvisionnements	483.7	493.4	491.4	483.0	490.9
Demande	438.3	463.7	472.9	466.7	471.1
Exportations (a)	45.4	29.7	18.5	16.3	19.8

a - Ne comprennent pas les échanges entre le Canada et les États Unis.
p - préliminaire

5. Exportations de produits pétroliers - 1991 (mètres cubes)

Mois	Essence moteur	Distillats moyens	Mazout lourd	Carburéacteur	Pétrole partiellement raffiné	Total(a)
Janvier	445 776	447 501	123 766	73 085	42 895	1 133 023
Février	230 432	424 568	173 805	19 487	0	848 292
Mars	532 455	558 812	216 259	93 958	41 777	1 443 261
Avril	399 923	503 970	208 897	44 496	40 215	1 197 501
Mai	493 856	415 604	187 502	35 337	11 200	1 143 499
Juin	342 028	360 588	168 242	27 270	0	898 128
Juillet	274 428	326 396	198 711	28 208	37 280	865 023
Août	352 143	521 120	239 454	38 845	45 115	1 196 677
Septembre	377 965	505 303	189 013	54 060	0	1 126 341
Octobre	218 708	283 082	164 780	26 803	20 170	713 543
Novembre	323 850	457 704	151 202	31 037	0	963 793
Décembre	255 378	467 448	257 449	34 067	0	1 014 342
Total(m³)	**4 246 942**	**5 272 096**	**2 279 080**	**506 653**	**238 652**	**12 543 423**

a) Exclut le propane, le butane, les lubrifiants, les graisses, l'asphalte, les produits pétrochimiques, etc.

6. Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens - 1990 et 1991 (mètres cubes) (Cubic Metres)

Exportateur	1990 Total	1990 Moyenne quotidienne	1991 Total	1991 Moyenne quotidienne
Amoco Production Company	4 493 880	12 312	6 884 630	18 862
Ashland Oil Inc.	1 734 845	4 753	1 679 000	4 600
BP Oil	293 095	803	1 047 185	2 869
Cenex	1 117 995	3 063	1 085 875	2 975
Chinese Petroleum Corporation	39 713	109	70 445	193
Clark Oil & Refining Corporation	2 308 990	6 326	3 209 445	8 793
Conoco Inc.	2 409 365	6 601	2 496 235	6 839
Crystal Refining	45 990	126	32 390	86
Exxon Company, U.S.A.	1 243 555	3 407	1 516 940	4 156
Frontier Oil and Refining Co.	-	-	39 785	109
Koch Refining Company	9 244 720	25 328	9 133 030	25 022
Laketon Refining Corp.	351 130	962	374 125	1 025
MG Refining & Marketing	-	-	33 580	92
Marathon Petroleum Company	715 765	1 961	757 740	2 076
Marubeni Corporation	-	-	70 080	192
Mobil Oil Corporation	5 176 065	14 181	6 074 695	16 643
Montana Refining Company	271 560	744	281 415	771
Murphy Oil U.S.A. Inc.	993 165	2 721	1 039 520	2 848
Pecten Trading Company	29 565	81	-	-
Shell Oil Company	255 865	701	114 610	314
Sinclair Oil Corporation	-	-	357 335	979
Sun Refining and Marketing Co.	2 552 810	6 994	2 981 320	8 168
Texaco U.S.A.	29 565	81	196 735	539
Total Petroleum , Inc.	23 695	643	387 265	1 061
Union Oil Company of California	1 095	3	151 110	414
United Refining Company	3 159 805	8 657	3 107 975	8 515
Uno-Ven Company	1 059 230	2 902	1 172 745	3 212
U.S. Oil & Refining Co.	267 910	734	191 990	526
Total	**37 819 373**	**104 193**	**44 487 200**	**121 879**

7. Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens (mètres cubes par jour)

	1987	1988	1989	1990	1991
Brut léger et équivalents	44 213	50 214	47 136	44 814	62 335
Pétrole brut lourd	55 357	62 565	55 734	59 379	59 544
Total	**99 570**	**112 778**	**102 870**	**104 193**	**121 879**

8. Exportations de gaz naturel (millions de mètres cubes)

Exportateur	Licence ou ordonnance	1990 Actuel	1991 Préliminaire	Cumulatif au 31 décembre 1991
AEC Oil and Gas Company	GO-98-89	2.6	0.0	2.7
Alberta and Southern Gas Co. Ltd.	GL-99	10 848.9	9 578.8	52 967.0
	GO-132-90	12.1	24.5	36.6
	GO-101-91	0.0	13.3	13.3
Alberta Northeast Gas & AEC	GL-105	0.0	0.9	0.9
Alberta Northeast Gas & Alcor	GL-104	0.0	1.6	1.6
Alberta Northeast Gas & ProGas	GL-103	0.0	3.5	3.5
Alberta Northeast Gas & TCPL	GL-102	0.0	47.4	47.4
Altana Exploration & Roan Resources Ltd.	GO-30-91	0.0	14.2	14.2
Amerada Hess Canada	GO-68-91	0.0	3.9	3.9
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée	GL-112	167.8	174.4	370.2
	GO-80-88	1.6	0.0	173.7
	GO-122-89	0.0	0.0	1.4
	GO-124-89	7.6	0.0	33.1
	GO-1-90	107.9	0.0	107.9
	GO-78-90	0.2	20.6	20.9
	GO-79-90	24.5	125.1	149.6
	GO-80-90	1.0	0.0	1.0
	GO-11-91	0.0	192.4	192.4
Ressources Amoco Canada Limitée	GL-108	129.2	6.6	185.0
	GO-94-88	0.0	0.0	125.1
	GO-16-89	21.6	22.4	125.1
Amoco Canada Res. / Consolidated Edison Co.	GL-127	0.0	166.5	166.5
Alcor Ltd.	GO-51-90	12.6	58.7	71.3
B.C. Gas Inc.	GL-123(a)	50.6	50.2	100.7
Bonus Gas Processors Corp.	GO-88-88	6.0	0.0	19.3
	GO-63-90	4.6	34.5	39.1
	GO-51-91	0.0	7.1	7.1
BP Resources Canada Limited	GO-24-89	63.3	11.7	87.0
	GO-42-90	7.3	109.0	116.3
British Columbia Petroleum Corporation	GO-104-89	365.6	0.0	489.6
	GO-123-89	405.8	0.0	687.3
Brymore Gas (Canada) Inc.	GO-88-89	22.3	85.0	116.6
	GO-15-90	237.8	36.0	273.8
	GO-99-90	0.0	16.2	16.2

8. Exportations de gaz naturel (millions de mètres cubes) (suite)

Exportateur	Licence ou ordonnance	1990 Actuel	1991 Préliminaire	Cumulatif au 31 décembre 1991
Brymore Gas (Canada) Inc. (cont'd)	GO-141-90(b)	0.0	33.3	33.3
	GO-58-91 (13.2 in-ti	0.0	91.1	91.1
Canadian Hunter Marketing Ltd.	GO-58-90	19.9	0.0	19.9
	GO-81-90	68.4	254.7	323.1
	GO-48-91	0.0	274.7	274.7
Canadian Hydrocarbons Limited	GO-9-89	23.7	0.0	293.2
	GO-12-90	271.1	28.7	299.9
	GO-87-90	7.2	28.0	35.2
	GO-3-91	0.0	266.3	266.3
	GO-79-91	0.0	90.5	90.5
Canadian Natural Resources Ltd.	GO-67-91	0.0	0.2	0.2
Canadian Occidental Petroleum Limited	GO-18-88	21.9	0.0	158.4
	GO-37-90	64.8	123.1	187.9
	GO-97-91	0.0	46.5	46.5
Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-25	0.0	0.0	3 516.3
	GL-72	240.2	251.4	988.0
	GO-3-79	4.4	4.5	41.5
CanStates Gas Marketing	GO-54-90	9.8	104.8	114.6
	GO-146-90	3.7	222.7	226.5
	GO-75-91	0.0	38.0	38.0
CanStates Gas Marketing/Transco Marketing	GO-95-91	0.0	42.5	42.5
Canterra Energy Ltd.	GL-113	130.2	116.3	283.8
	GL-114	93.4	105.3	198.7
	GO-14-88	14.0	0.0	84.6
	GO-70-89	27.5	41.8	71.3
	GO-14-90	77.1	105.6	182.6
Canwest-Gas Supply Inc.	GO-52-90	695.5	1 812.2	2 507.8
	GO-24-91	0.0	457.1	457.1
Centra Gas Ontario Inc.	GL-130(c)	0.8	142.6	143.4
Centra Transmission Holdings Inc.	GL-28	0.0	0.0	129.7
	GL-29	0.0	0.0	2 690.3
	GL-30(c)	234.2	246.6	5 292.5
	GO-113-89	7.8	0.0	11.2
	GO-115-89	91.8	0.0	115.4
	GO-70-90	2.9	8.0	10.9
	GO-71-90	39.0	157.2	196.2
Cherhill Resources Limited	GO-22-88	0.0	0.0	27.7
Chevron Canada Resources Limited	GO-116-90	0.0	0.2	0.2

8. Exportations de gaz naturel (millions de mètres cubes) (suite)

Exportateur	Licence ou ordonnance	1990 Actuel	1991 Préliminaire	Cumulatif au 31 décembre 1991
Chevron Canada Resources Limited (cont'd)	GO-117-90	0.2	5.4	5.5
Coastal Gas Marketing Company	GOL-1(d)	0.0	7.7	7.7
	GO-38-91	0.0	42.9	42.9
Continental Energy Marketing Ltd.	GO-118-90	0.0	18.3	18.3
	GO-39-91	0.0	83.3	83.3
Czar Resources Limited	GO-28-88	0.0	0.0	175.6
	GO-41-90	3.4	71.0	74.4
Dekalb Petroleum Corporation	GO-57-89	142.7	67.3	258.2
	GO-34-91	0.0	91.1	91.1
Direct Energy Marketing Limited	GO-107-90	0.1	12.6	12.8
	GO-22-91	0.0	11.0	11.0
	GO-53-91	0.0	10.4	10.4
Encor Energy Corporation Inc.	GO-42-91	0.0	2.4	2.4
Energy Marketing Exchange	GO-92-91	0.0	29.4	29.4
Enron Gas Marketing	GO-126-90	10.8	105.0	115.8
Esso Resources Canada Limited	GO-74-89	8.5	0.0	8.5
	GO-34-90	0.1	0.0	0.1
Esso Resources Canada Ltd. and Transco Energy Marketing Company	GL-82	15.0	0.0	1 825.5
	GL-136	108.5	65.5	174.0
	GO-117-89	502.3	0.0	566.5
	GO-17-91	0.0	384.0	384.0
	GO-63-91	0.0	324.9	324.9
Fulton Cogeneration Associates	GO-40-91	0.0	67.9	67.9
Grand Valley Gas Company	GO-112-89	33.4	0.0	37.7
	GO-142-89	4.8	0.0	6.8
	GO-35-90	40.9	0.0	40.9
	GO-103-90	22.0	177.9	199.9
	GO-104-90	70.4	190.3	260.8
	GO-86-91	0.0	223.9	223.9
Husky Oil Operations Ltd.	GO-153-89	2.9	1.8	4.7
	GO-33-91	0.0	5.2	5.2
Compagnie pétrolière Impériale Limitée	GO-91-88(e)	31.9	0.0	132.4
Indeck Gas Supply Corporation	GL-133	6.5	151.4	157.9
	GO-133-90	0.0	31.1	31.1
	GO-27-91	0.0	57.5	57.5

8. Exportations de gaz naturel (millions de mètres cubes) (suite)

Exportateur	Licence ou ordonnance	1990 Actuel	1991 Préliminaire	Cumulatif au 31 décembre 1991
Jonan Reource Management	GO-46-91	0.0	13.1	13.1
Kamine Carthage Cogen Co. Inc.	GO-80-91	0.0	4.9	4.9
Kamine South Glens Falls Cogen Co. Inc.	GL-159	0.0	14.3	14.3
KannGaz Producers Ltd.	GL-77	241.0	258.5	672.1
	GO-34-89	0.0	0.0	7.8
	GO-75-89	51.9	0.0	63.3
	GO-45-90	125.7	502.9	628.6
Kerr-McGee Canada Ltd.	GO-37-89	0.9	0.0	1.7
	GO-61-91	0.0	3.7	3.7
Many Islands Natural Gas (Canada) Limited	GL-44(f)	436.0	463.6	7 875.8
Mobil Oil Canada	GL-145	0.0	50.1	50.1
	GL-146	0.0	18.1	18.1
	GL-147	0.0	29.4	29.4
	GO-109-89	2.1	0.0	2.1
	GO-129-89	773.6	1 000.3	1 773.9
	GO-139-89	0.0	0.0	2.0
	GO-145-89	124.8	174.2	299.0
	GO-49-90	7.3	0.0	7.3
	GO-50-90	5.4	35.5	40.9
	GO-75-90	2.8	8.0	10.8
	GO-89-91	0.0	1.1	1.1
Natgas Canada Inc.	GO-30-90	27.4	0.0	27.4
Niagara Gas Transmission Limited	GL-78	226.9	182.5	927.7
	GO-16-90	3.0	38.9	41.9
Norcen Energy Resources Limited	GL-115	133.6	123.5	296.4
	GL-116	44.5	54.4	98.9
	GO-51-89	0.0	0.0	4.3
North Canadian Oils Limited	GL-142	0.0	25.1	25.1
	GL-143	0.0	17.3	17.3
	GO-65-88	159.5	0.0	225.0
	GO-69-89	177.1	137.4	330.6
	GO-61-90	140.7	327.2	467.9
	GO-55-91	0.0	149.2	149.2
Northcan Energy Inc.	GO-30-88	0.0	0.0	24.9
	GO-3-89	34.7	0.0	414.5
Northern Minnesota Utilities	GOL-3-91(g)	0.0	39.4	39.4
	GO-88-91	0.0	38.2	38.2
Northern Minnesota Utilities/Warroad	GO-66-91	0.0	1.0	1.0

8. Exportations de gaz naturel (millions de mètres cubes) (suite)

Exportateur	Licence ou ordonnance	1990 Actuel	1991 Préliminaire	Cumulatif au 31 décembre 1991
Northridge Petroleum Marketing, Inc.	GO-79-89(h)	172.6	0.0	185.8
	GO-80-89	4.1	0.0	4.3
	GO-72-90	2.1	8.2	10.3
	GO-1-91(i)	0.0	155.1	155.1
	GO-15-91	0.0	102.7	102.7
Northwest Pacific Energy Marketing Inc.	GO-115-88	115.2	0.0	229.1
	GO-122-90	0.0	187.2	187.2
Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-97	7 265.7	7 268.2	28 204.4
	GL-106	2 478.6	2 224.5	7 598.2
	GO-8-88	1.6	0.0	370.7
	GO-67-89	65.4	35.7	2 230.5
	GO-21-90	0.4	0.0	0.4
	GO-13-91	0.0	372.5	372.5
Petro-Canada Inc.	GO-25-89	228.1	0.0	415.2
	GO-105-90	65.8	310.0	375.8
	GO-76-91	0.0	3.1	3.1
	GO-93-91	0.0	63.0	63.0
Placer Cego Petroleum Ltd.	GO-15-88	7.5	0.0	100.8
	GO-15-89	0.0	0.0	9.8
	GO-36-90	50.7	0.0	50.7
Poco Petroleums Ltd.	GL-117	78.3	116.1	194.4
	GL-118	76.3	94.4	170.7
	GO-72-87	8.0	0.0	57.4
	GO-110-88	511.4	0.0	1 131.9
	GO-53-89	100.3	22.9	144.8
	GO-54-89	0.1	0.0	0.1
	GO-13-90	48.7	472.1	520.8
	GO-123-90	68.8	568.8	637.7
	GO-44-91	0.0	33.5	33.5
ProGas Limited	GL-98	1 331.0	1 040.7	6 430.9
	GL-101	76.5	474.4	550.9
	GL-109	0.0	43.2	43.2
	GL-129	0.0	105.3	105.3
	GO-118-89	752.4	322.7	1 122.6
	GO-127-89	2.3	32.4	38.4
	GO-24-90	160.7	137.8	298.5
	GO-57-91	0.0	362.9	362.9
Ramaro Resources Inc.	GL-139	0.0	10.2	10.2
Renaissance Energy Ltd.	GO-9-91	0.0	2.1	2.1
Sceptre Resources Limited	GO-81-89	1.2	0.0	1.3
	GO-69-91	0.0	5.5	5.5

8. Exportations de gaz naturel (millions de mètres cubes) (suite)

Exportateur	Licence ou ordonnance	1990 Actuel	1991 Préliminaire	Cumulatif au 31 décembre 1991
Shell Canada Limited	GL-100	223.4	236.1	724.0
	GL-119	120.3	119.3	284.5
	GL-120	88.0	111.5	199.6
	GL-134	0.0	24.1	24.1
	GO-16-88	16.8	0.0	40.0
	GO-25-88	66.6	0.0	487.4
	GO-63-89	0.0	0.0	2.9
	GO-9-90	17.0	7.0	24.0
	GO-28-90	334.6	363.1	697.7
	GO-39-90	44.4	62.1	106.5
	GO-12-91	0.0	104.8	104.8
Suncor Inc.	GO-29-89	365.9	66.4	633.0
	GO-39-89	5.7	2.4	8.2
	GO-55-90	1.1	0.0	1.1
	GO-26-91	0.0	248.1	248.1
Tarpon Gas Marketing Ltd.	GO-2-88	3.6	0.0	4.7
	GO-10-90	235.9	12.5	248.4
	GO-73-90	0.0	8.1	8.1
	GO-142-90	0.0	15.9	15.9
	GO-36-91	0.0	144.7	144.7
TransCanada PipeLines Limited	GL-20	0.0	0.0	14 384.7
	GL-21(j)	7 007.8	6 107.3	137 342.2
	GL-37	131.9	0.0	29 320.7
	GL-38	0.0	0.0	6 770.7
	GL-39	0.0	0.0	915.0
	GL-42(j)	2 257.7	1 334.6	43 662.4
	GL-43	445.0	208.7	2 431.0
	GL-83	842.2	673.1	4 615.5
	GL-84	77.5	51.7	184.2
	GL-86	0.0	39.8	40.7
	GL-87	0.0	39.8	40.7
	GL-89	0.0	0.0	604.0
	GL-110	0.0	43.2	43.2
	GL-121	120.4	116.3	281.4
	GL-122	83.9	112.3	196.2
	GO-23-88	0.0	0.0	138.0
	GO-11-89 (3.5 in -tr	240.2	9.4	411.7
	GO-14-89	14.7	0.0	26.1
	GO-50-89	3 531.8	1 517.9	7 805.0
	GO-83-89	13.5	6.0	19.5
	GO-108-89	187.7	158.5	392.3
	GO-147-89	213.3	571.4	785.6
	GOL-2-91(k)	0.0	2 089.0	2 089.0
	GO-37-91	0.0	1 624.5	1 624.5
Unigas Corporation	GO-19-89	333.9	6.4	407.1
	GO-93-89	710.5	790.6	1 672.9
	GO-112-90	1.1	57.6	58.7

8. Exportations de gaz naturel (millions de mètres cubes) (suite)

Exportateur	Licence ou ordonnance	1990 Actuel	1991 Préliminaire	Cumulatif au 31 décembre 1991
Unigas Corporation (cont'd)	GO-148-90	0.0	10.4	10.4
	GO-14-91	0.0	193.1	193.1
Unocal Canada Limited	GO-75-88	0.0	0.0	6.1
	GO-152-89	27.4	0.0	27.4
	GO-144-90	0.0	2.4	2.4
Vancouver Island Gas Joint Venture (JV)	GO-90-91	0.0	15.9	15.9
Vector Energy Inc.	GO-78-89	82.4	295.2	377.6
	GO-77-91	0.0	33.7	33.7
Wainoco Oil Corporation	GO-120-89	86.3	0.0	104.5
	GO-108-90	5.4	45.3	50.7
	GO-91-91	0.0	10.5	10.5
Wes Cana Energy Marketing Inc.	GO-6-91	0.0	0.0	0.0
	GO-54-91	0.0	11.8	11.8
Westcoast Energy Marketing Ltd.	GL-131	309.8	326.7	636.5
	GO-44-89	27.1	0.0	64.5
	GO-116-89	399.4	0.0	565.9
Western Gas Marketing Limited	GL-128	0.0	26.6	26.6
	GL-141	0.0	25.9	25.9
	GO-63-88	0.0	0.0	28.4
	GO-151-89	0.3	0.0	0.4
	GO-66-90 13.5 (l)in-	133.4	2 755.4	2 888.8
	GO-95-90	17.5	199.3	216.8
	GO-123-90 (m)13.5	13.5	0.0	13.5
	GO-16-91	0.0	961.9	961.9
Western Gas Services Ltd.	GO-104-91	0.0	113.0	113.0
EXPORTATIONS BRUTES		**50 886.5**	**58 535.9**	**415 546.9**
EXPORTATIONS NETTES(l)		**40 689.3**	**47 849.9**	**218 464.5**

a - Licence autorisant l'exportation de gaz naturel pour entreposage aux États-Unis et pour importation ultérieure.
b - Ordonnance autorisant l'exportation de gaz naturel que le titulaire avait déjà importé près de Sarnia (Ont.)
c - Licence autorisant l'exportation de gaz naturel près de Sprague (Man.) pour importation ultérieure près de Rainy River (Ont.)
d - Ordonnance autorisant l'exportation de gaz naturel près de Niagara Falls (Ont.) que le titulaire avait déjà importé près de Sarnia (Ont.)
e - Ordonnance autorisant l'exportation de gaz naturel près d'Emerson (Man.) en échange de l'importation d'éthane par la Dome Petroleum Limited et la Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée, près de Sarnia (Ont.)
f - Licence autorisant l'exportation de gaz naturel que le titulaire avait déjà importé près de Willow Creek (Sask.) en vertu de la licence GL1-5.
g - Ordonnance autorisant l'exportation de gaz naturel près de Sprague (Man.) pour importation ultérieure près de Rainy River (Ont.)
h - Ordonnance autorisant l'exportation de gaz naturel pour importation ultérieure en vertu des ordonnances GO-92- 89.
i - Ordonnance autorisant l'exportation de gaz naturel près d'Emerson (Man.) pour importation ultérieure près de St. Clair (Ont.) en vertu des ordonnances GO-106-90 et GO-29-91.
j - Licence autorisant l'exportation de gaz naturel près d'Emerson (Man.) pour importation près de Sault Sainte-Marie et de Sarnia (Ont.) aux fins des marchés de l'Est du Canada.
k - Ordonnance autorisant l'exportation de gaz naturel près d'Emerson (Man.) pour importation ultérieure près de Sault Sainte-Marie et de Sarnia (Ont.)
l - Exportation uniquement
m - Importation uniquement
n - Exclut les volumes autorisés par les licences et les ordonnances visées dans les notes de bas de page.

9. Importaticns de gaz naturel (millions de mètres cubes)

Importateur	Licence ou ordonnance	1990	1991	Cumulatif au 31 décembre 1991
Access Energy Corporation	GO-102-89	12.7	.0	16.2
Atcor Ltd.	GO-89-89	.0	.0	14.9
B.C. Gas Inc	GL-123(a)	45.4	33.4	78.8
Brymore Gas (Canada) Inc.	GO-135-90	.0	3.2	3.2
	GO-141-90(b)	.0	46.5	46.5
Canadian Western Natural Gas Company Limited	GO-117-88	.5	.0	1.3
	GO-87-89	.2	.0	.7
	GO-60-90	1.4	.9	2.3
	GO-65-91	.0	.3	.3
Centra Gas Manitoba Inc.	GO-113-90	23.8	31.5	55.3
	GO-18-91	.0	10.0	10.0
Centra Gas Ontario Inc.	GL-130(c)	.8	142.6	143.4
	GO-103-89	11.9	.0	54.7
	GO-146-89	13.7	.0	13.7
	GO-138-90	.0	22.5	22.5
Centra Transmission Holdings Inc.	GL-30(c)	234.2	246.6	5 292.5
Cibola (Canada) Energy Marketing Inc.	GO-73-91	.0	5.7	5.7
Coastal Gas Marketing Company	GOL-1(d)	.0	7.7	7.7
Continental Energy Marketing Ltd.	GO-45-91	.0	.4	.4
Gaz Métropolitan, Inc	GO-29-90	22.8	.0	31.3
	GO-48-90	41.9	14.7	56.7
	GO-67-90	.0	37.0	37.0
	GO-69-90	.3	.0	.3
Many Islands Natural Gas (Canada) Limited	GLI-5(e)	425.9	452.4	7 959.4
Natural Gas Clearinghouse	GO-26-90	27.4	.0	27.4
Northern Minnesota Utilities (WGML)	GOL-3-91(f)	.0	38.2	38.2
Northridge Petroleum Marketing Inc.	GO-92-89(g)	46.8	.0	59.9
	GO-141-89(h)	52.0	.0	52.0
	GO-40-90(g)	17.4	.0	17.4
	GO-106-90(h)	25.8	19.9	45.7
	GO-29-91(h)	.0	121.7	121.7
St. Clair Pipelines Ltd.	GO-47-89	.0	.0	58.9
	GO-111-89	14.9	.0	35.3
Tarpon Gas Marketing	GO-94-89	34.3	.0	52.8
	GO-68-90	4.2	.0	4.2

9. Importations de gaz naturel (millions de mètres cubes)

Importateur	Licence ou ordonnance	1990	1991	Cumulatif au 31 décembre 1991
Access Energy Corporation	GO-102-89	12.7	.0	16.2
Atcor Ltd.	GO-89-89	.0	.0	14.9
B.C. Gas Inc	GL-123(a)	45.4	33.4	78.8
Brymore Gas (Canada) Inc.	GO-135-90	.0	3.2	3.2
	GO-141-90(b)	.0	46.5	46.5
Canadian Western Natural Gas Company Limited	GO-117-88	.5	.0	1.3
	GO-87-89	.2	.0	.7
	GO-60-90	1.4	.9	2.3
	GO-65-91	.0	.3	.3
Centra Gas Manitoba Inc.	GO-113-90	23.8	31.5	55.3
	GO-18-91	.0	10.0	10.0
Centra Gas Ontario Inc.	GL-130(c)	.8	142.6	143.4
	GO-103-89	11.9	.0	54.7
	GO-146-89	13.7	.0	13.7
	GO-138-90	.0	22.5	22.5
Centra Transmission Holdings Inc.	GL-30(c)	234.2	246.6	5 292.5
Cibola (Canada) Energy Marketing Inc.	GO-73-91	.0	5.7	5.7
Coastal Gas Marketing Company	GOL-1(d)	.0	7.7	7.7
Continental Energy Marketing Ltd.	GO-45-91	.0	.4	.4
Gaz Métropolitan, Inc	GO-29-90	22.8	.0	31.3
	GO-48-90	41.9	14.7	56.7
	GO-67-90	.0	37.0	37.0
	GO-69-90	.3	.0	.3
Many Islands Natural Gas (Canada) Limited	GLI-5(e)	425.9	452.4	7 959.4
Natural Gas Clearinghouse	GO-26-90	27.4	.0	27.4
Northern Minnesota Utilities (WGML)	GOL-3-91(f)	.0	38.2	38.2
Northridge Petroleum Marketing Inc.	GO-92-89(g)	46.8	.0	59.9
	GO-141-89(h)	52.0	.0	52.0
	GO-40-90(g)	17.4	.0	17.4
	GO-106-90(h)	25.8	19.9	45.7
	GO-29-91(h)	.0	121.7	121.7
St. Clair Pipelines Ltd.	GO-47-89	.0	.0	58.9
	GO-111-89	14.9	.0	35.3
Tarpon Gas Marketing	GO-94-89	34.3	.0	52.8
	GO-68-90	4.2	.0	4.2

10. Exportations de propane, de butane, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences et d'ordonnances (mètres cubes)

Exportateur	Licence ou ordonnance	1990	1991
PROPANE			
La Compagnie des pétroles Amoco Limitée	GL-32	92 698	92 698
Dome Petroleum Limited	GL-31	169 047	165 873
EXPORTATIONS NETTES		**261 745**	**258 571**
ÉTHANE			
Dome Petroleum Limited	G0-43-89	801 184	307 287
La Compagnie des pétroles Amoco Limitée	GO-52-91	0	322 318
EXPORTATIONS NETTES		**801 184**	**629 605**
		Kilogrames	
ÉTHYLÈNE			
Dow Chemical of Canada Limited	EYL-2-76 (a)	0	0
EXPORTATIONS NETTES		**0**	**0**

a - Licence/ordonnance autorisant l'exportation de produits pour importation ultérieure.

11. Importations de propane, de butane, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences et d'ordonnances (mètres cubes)

Importateur	Licence ou ordonnance	1990	1991
ÉTHANE			
Dome Petroleum Limited	G0-43-89	755046	363616
	G0-134-89	62932	N/A
	GO-20-91	N/A	37234
La Compagnie des pétroles Amoco Canada Limitée	GO-43-89	N/A	286980
	GO-20-91	N/A	79152
TOTAL DES IMPORTATIONS		817978	766982
		Kilogrammes	
ÉTHYLÈNE			
Dow Chemical of Canada Limited	EYL-2-76	0	0

S.O. Sans objet

12. Exportations nettes totales de propane et de butane (mètres cubes)

Exportateur	Propane		Butane	
	1990	1991	1990	1991
168211 Canada Limited	N/A	399 962	N/A	167 591
Compagnie des pétroles Amoco Limitée (a)	1 730 171	1 803 947	1 169 177	1 150 336
Atlantic Speedy Propane Limited	6 531	5 619	N/A	N/A
Burnwell Gas of Canada Ltd.	44 322	46 900	N/A	N/A
Canadian Enterprise Gas Products Ltd.	18 367	18 671	25 210	19 340
CanPet Marketing Ltd.	17 249	38 832	3 075	27 106
CanStates Energy	115 449	43 144	206 585	64 028
Chevron Canada Resources	23 975	3 975	N/A	N/A
Commonwealth Petroleum Co.	26 317	26 391	N/A	N/A
Consumers' Co-Operative Refineries Ltd.	N/A	1 227	471	717
Desticon Gas Liquids Enterprises Ltd.	4 374	682	6 943	1 824
Dominion Propane Corp.	4 026	1 610	N/A	N/A
Dow Chemical Canada Inc.	N/A	7 970	N/A	N/A
Elbow River Resources Ltd.	2 274	1 956	12 301	40 753
Energy Transportation Inc.	10 568	14 468	17 236	26 024
Enron Liquids Marketing Canada Ltd.	14 008	20 494	5 976	5 287
Ferrellgas, Inc.	5 600	N/A	N/A	N/A
Gibson Gas Liquids Ltd.	478	6 939	22 304	27 630
Ressources Gulf Canada Ltée.	170 528	136 024	101 387	36 017
Home Oil Company Limited	20 544	16 902	18 802	28 845
ICG Liquid Gas Ltd.	11 621	16 877	N/A	N/A
Compagnie pétrolière Impériale Limitée	312 370	N/A	234 842	N/A
Irving Oil Limited	120	N/A	N/A	N/A
Koch Hydrocarbons Canada	6 570	2 998	8 455	19 144
L.P.G. Resources Canada Inc.	120	N/A	N/A	N/A
M-P Oils Ltd.	79 718	76 278	1 444	1 371
Mobil Oil Canada	56 524	46 796	41 162	47 019
NGL Supply (1985) Ltd.	88 467	80 236	12 965	55 858
Norcal Gas Liquids Ltd.	5 818	6 901	576	2 836
Northridge Gas Liquids Marketing Inc.	N/A	794	N/A	19 334
PanCanadian Gas Products Ltd. (a)	131 822	140 713	93 759	117 242
Petro-Canada Hydrocarbons Inc.	464 548	424 452	303 594	273 041
Petrogas Marketing Ltd.	39 523	29 080	16 996	28 845
Petromont Inc.	40 799	47 406	N/A	470
Petrowest Petroleum Ltd.	31 130	22 470	12 048	4 351
Produits Shell Canada Limitée	194 620	202 047	222 609	191 933
Stittco Energy Ltd.	8 782	10 322	3 532	3 159
Suncor Inc.	N/A	16 386	4 856	14 650
Texaco Canada Inc.	9 658	N/A	4 787	N/A
Unocal Canada Ltd.	2 108	478	2 740	N/A
Vision Energy	3 478	11 289	N/A	2 100
TOTAL	**3 702 577**	**3 731 237**	**2 553 833**	**2 376 850**

a - Comprend les exportations nettes effectuées en vertu de licences d'exportation.
S.O. Sans objet

13. Exportations 1991 (Mégawattheures)

Exportateur	Licence	Volume autorisé par la licence		Énergie exportée (brute)			Valeur des exportations ($)	
		Garanti	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange(a)	Garanties	Interruptibles
NOUVEAU-BRUNSWICK								
Fraser Inc.	EPE-7	400 000	--	326 580	--	--	18 350 921	--
Maine and New Brunswick Electrical Power Company, Limited	EL-177	200 000	--	104 128	--	--	2 724 752	--
Énergie Nouveau-Brunswick	EL-137 *	876 000	--	75 061	--	- 661	3 941 408	--
	EL-138	876 000	--	710 250	--	- 6 268	39 872 462	--
	EL-139 *	92 000	--	5 036	--	- 275	312 475	--
	EL-140 *	--	6 482 400(b)	--	69 975	- 1 721	--	3 020 561
	EL-141 *	1 226 400	--	--	--	3 809	--	--
	EL-142 *	140 000	--	--	--	--	--	--
	EL-143 *	--	300 000	--	22 590	1 486	--	1 200 132
	EL-144 *	250 000	--	--	--	--	--	--
	EL-145 *	--	179 000	--	--	327	--	--
	EL-150	1 138 000	--	177 562	--	- 1 566	9 968 110	--
	ELO-228 *	250 000	--	--	--	--	--	--
	ELO-244 *	--	--	--	--	--	--	--
à	EL0-246 *	445	--	230	--	--	21 615	--
	EPE-03	10 000	--	--	--	1 656	--	--
	EPE-14	876 000	--	780 657	--	- 8 520	39 647 196	--
	EPE-15	--	6 482 400(b)	--	650 963	- 10 478	--	18 489 253
	EPE-16	--	400 000	--	98 625	101	--	3 307 155
	EPE-17	250 000		--	--	29 335	--	--
	EPE-18	--	179 000	--	5 715	9	--	175 428
	EPE-19	201 480	--	58 678	--	- 1 625	4 109 383	--
	EPE-28	1 000	--	40	--	--	3 481	--
TOTAL				**2 238 222**	**847 868**	**5 609**	**118 951 803**	**26 192 529**

13. Exportations 1991 (Mégawattheures) (suite)

Exportateur	Licence	Volume autorisé par la licence		Énergie exportée (brute)			Valeur des exportations ($)	
		Garanti	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange(a)	Garanties	Interruptibles
QUÉBEC								
Hydro-Québec	EL-96 *	3 000 000	--	--	--	38 133	4 209 768	--
	EL-151	--	11 000 000	--	--	--	--	--
	EL-152	--	23 564 000(c)	--	80 517	--	--	2 376 767
	EL-153	--	23 564 000(c)	--	994 930	456 325	--	26 057 800
	EL-154	11 220 000	--	1 699	--	--	83 735	--
	EL-156	25 000	--	--	--	--	--	--
	EL-165	--	3 000 000	--	--	--	--	--
	EL-166	--	4 000 000	--	--	--	--	--
	EL-167	--	6 920 000(d)	--	303 722	- 289 961	--	7 968 880
	EL-168	1 314 000	--	938 758	--	--	32 233 005	--
	EL-169	--	1 752 000(e)	--	--	- 78 602	--	--
	EL-176	9 000 000	--	2 919 223	--	--	64 057 271	--
	EL-178	3 000 000	--	13 277	--	--	6 028 377	--
	EL-179	350 000	--	213 559	--	--	9 445 143	--
	EL-181	400 000	--	305 537	--	--	14 922 858	--
	ELO-223 *	--	946 000(f)	--	--	--	--	--
	ELO-224 *	400 000	--	--	--	--	--	--
	EPE-04 *	--	--	--	--	--	--	--
à	EPE-06 *	--	--	89	--	--	5 540	--
et	ELO-230 *	--	--	--	--	--	--	--
à	ELO-237 *	3 595	--	117	--	--	8 121	--
	ELO-255 *	400 000	--	11 968	--	--	1 783 949	--
	EPE-20	10512	--	932	--	--	63 064	--
TOTAL				**4 405 159**	**1 379 169**	**125 895**	**132 840 831**	**36 403 447**

13. Exportations 1991 (Mégawattheures) (suite)

Exportateur	Licence Number	Volume autorisé par la licence		Énergie exportée (brute)			Valeur des exportations ($)	
		Garanti	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange(a)	Garanties	Interruptibles
ONTARIO								
Boise Cascade Canada Ltd.	ELO-265	--	175 000	--	--	--	--	--
Canadian Niagara Power Company Limited	ELO-269	--	250 000	--	--	175 266	--	--
	ELO-270	--	200 000	--	--	12 944	--	--
	EPE-08	225 000	--	208 993	--	--	5 209 906	--
The Canadian Transit Company	ELO-239	25	--	20	--	--	--	--
Cornwall Electric	ELO- 267	--	30 000	--	10 677	--	--	260 735
	ELO- 268	--	30 000	--	--	--	--	--
The Detroit and Windsor Subway Company	ELO-252	2 000	--	896	--	--	--	--
	EPE-26	3 000	--	107	--	--	--	--
Ontario Hydro	EL-134	--	10 000 000	--	--	2 132 602	--	--
	EL-135 *	10 500 000	--	9 098	--	--	753 268	--
	EL-136 *	--	25 000 000(g)	--	1 268 593	77 183	--	36 288 704
	ELO-238 *	--	--	--	--	--	--	--
et	ELO-273 *	15 200	--	503	--	--	1 006	--
	EPE-21		15 000 000	--	800 734	59 002	--	21 549 103
	EPE-23	1 320 000	--	14 114	--	--	1 104 990	--
	EPE-24	15 000	--	467	--	--	934	--
	EPE-25	200	--	15	--	--	1 678	--
TOTAL				**234 213**	**2 080 004**	**2 456 997**	**7 071 782**	**58 098 542**
MANITOBA								
Régie de l'hydro-électricité du Manitoba	EL-97	--	1 800 000	--	785 963	--	--	8 931 800
	EL-98	876 000	--	108 395	--	--	4 743 010	--
	EL-99	262 800	--	98 225	--	--	1 820 009	--
	EL-100	800 000	--	--	--	--	--	--
	EL-101	2 500 000	--	--	--	--	--	--
	EL-102	249 000	--	602 623	--	--	13 622 293	--
	EL-103	--	12 000 000(i)	--	1 717 447	161 632	--	30 218 258
	ELO-241 *	--		2 326			107 583	
et	ELO-260	7 899	--	7	--	--	627	--
	EPE-30	7884	--	886	--	--	38 526	--
TOTAL				**812 462**	**2 503 410**	**161 632**	**20 332 048**	**39 150 058**

13. Exportations 1991 (Mégawattheures) (suite)

Exportateur	Licence Number	Volume autorisé par la licence		Énergie exportée (brute)			Valeur des exportations ($)	
		Garanti	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange(a)	Garanties	Interruptibles
SASKATCHEWAN								
Saskatchewan Power Corporation	EL-118	438 000(j)	–	–	–	57 300	–	–
	EL-119	–	876 000(k)	–	58 646	32 234	–	685 417
	EL-120	876 000(k)	–	–	–	–	–	–
TOTAL				–	58 646	89 534	–	685 417
COLOMBIE-BRITANNIQUE								
British Columbia Hydro and Power Authority	EL-162	6 000 000	–	1 080 216	–	–	31 275 882	–
	EL-163	–	15 000 000(l)	–	3 996 115	889 457	–	83 812 033
	EL-164	–	3 000 000	–	–	579 142	–	–
	ELO-251	–	–	607	–	–	53 377	–
	EPE-27	1 200	–	55	–	–	5 192	–
	EPE-02	15 164	–	18 408	–	–	1 067 084	–
	(m)	–	–	–	–	330 086	–	–
Cominco Ltd.	EPE-9	50 000	–	–	–	–	–	–
	EPE-10	250 000	–	–	–	–	–	–
	EPE-11	–	1 000 000	–	173 993	2 400	–	3 182 153
	EPE-12	–	1 000 000	–	–	–	–	–
West Kootenay Power and Light Company, Limited	EPE-13	50	–	19	–	–	1 465	–
TOTAL				1 099 305	4 179 108	1 901 085	32 403 000	86 994 186
TOTAL CANADA(n)				8 789 361	11 039 205	4 640 752	311 599 464	247 524 179

a - Les échanges comprennent les débits imprévus et les débits en circulation, les transferts d'équivalents, le stockage, les transferts de rajustement, d'acheminement ou de transit qui ne sont généralement pas associés à des revenus.

b - Le total des exportations ne doit pas dépasser 6 482,4 GWh, moins les quantités exportées en vertu de licences et d'ordonnances permettant le tranport par la ligne autorisée au certificat EC-III-8.

c - Le total des exportations ne doit pas dépasser 23 564 GWh, moins les quantités exportées en vertu de licences et d'ordonnances permettant le transport d'énergie par les lignes autorisées aux certificats EC-III et EC-10.

d - Le total des exportations ne doit pas dépasser 6 920 GWh, moins les quantités exportées en vertu d'une autre licence permettant le transport d'énergie par les lignes autorisées au certificat EC-III-21.

e - Le total des exportations ne doit pas dépasser 1 752 GWh, moins les quantités exportées en vertu de la licence EL-168.

f - Le total des exportations ne doit pas dépasser 657 GWh, moins les quantités exportées en vertu de la licence El-171 et des ordonnances ELO-223 et ELO-224.

g - Le total des exportations ne doit pas dépasser 946 GWh, moins les quantités exportées en vertu des licences EL-171 et EL-172 et de l'ordonnance ELO-224.

h - Le total des exportations ne doit pas dépasser 25 000 GWh, moins les quantités exportées en vertu de la licence EL-135.

i - Le total des exportations ne doit pas dépasser 12 000 GWh, moins les quantités exportées en vertu des licences EL- 97, EL-98, EL-99, EL-100, EL-101 et EL-102.

j - Énergie à retourner.

k - Le total des exportations effectuées en vertu des licences EL-119 et EL-120 ne doit pas dépasser 876 GWh (pour les deux licences combinées).

l - Le total des exportations ne doit pas dépasser 15 000 GWh, moins les quantités exportées en vertu de la licence EL-162.

m - Énergie exportée dans le cadre du Traité de la rivière Skagit, ne ressortissant pas à l'ONÉ.

n - Ne comprend pas les 6 159 977 $ de revenu provenant des services de transit, de transport, de location de groupes électrogènes et de transfert de stockage.

* Expirée en 1991.

14. Commerce de l'électricité entre les États-Unis et le Canada (a) (par province, gigawattheures)

PROVINCE	RÉGION/ÉTAT	EXPORTATIONS (b)	IMPORTATIONS (c)	EXPORTATIONS NETTES (b) - (c)
Nouveau-Brunswick	Maine	1344	56	1288
	Massachusetts	1744	0	1744
Total Nouveau-Brunswick		**3088**	**56**	**3032**
Québec	Vermont	1472	141	1331
	Nouvelle-Angleterre	3223	374	2849
	New York	1089	92	997
Total - Québec		**5784**	**607**	**5177**
Ontario	Vermont	23	0	23
	New York	2183	663	1520
	Michigan	108	0	108
	Minnesota	0	51	-51
Total Ontario		**2314**	**714**	**1600**
Manitoba	Minnesota	3120	217	2903
	Dakota du Nord	195	45	150
Total Manitoba		**3315**	**262**	**3053**
Saskatchewan	Dakota du Nord	59	46	13
Alberta	Montana	0	3	-3
Colombie-Britannique	Montana	25	0	25
	Washington	739	0	739
	Oregon	1323	0	1323
	California	3029	0	3029
	Autre(e)	152	0	152
Total - Colombie-Britannique		**5268**	**0**	**5268**
TOTAL		**19828**	**1688**	**18140**

Notes : (a) Ventes et achats seulement; ne comprend pas les échanges.
(b) Ventes aux États-Unis.
(c) Achats des États-Unis.
(d) Commerce avec le New England Power Pool - on ne peut pas déterminer avec précision la distribution par État.
(e) Comprennent l'Idaho, le Nevada et l'Alaska.

15. Commerce de l'électricité entre les États-Unis et le Canada (a) (par région américaine / État, gigawattheures)

RÉGION/ÉTAT	PROVINCE	IMPORTATIONS (b)	EXPORTATIONS (c)	IMPORTATIONS NETTES (b) - (c)
Nouvelle-Angleterre				
Maine	Nouveau-Brunswick	1344	56	1288
Massachusetts	Nouveau-Brunswick	1744	0	1744
Vermont	Québec	1472	141	1331
	Ontario	23	0	23
Nouvelle-Angleterre (d)	Québec	3223	374	2849
Total - Nouvelle-Angleterre		**7806**	**571**	**7235**
New York	Québec	1089	92	997
	Ontario	2183	663	1520
Total New York		**3272**	**755**	**2517**
Michigan	Ontario	108	0	108
Midwest				
Minnesota	Ontario	0	51	-51
	Manitoba	3120	217	2903
Dakota du Nord	Manitoba	195	45	150
	Saskatchewan	59	46	13
Total Midwest		**3374**	**359**	**3015**
Ouest				
Montana	Alberta	0	3	-3
	Colombie-Britannique	25	0	25
Washington	Colombie-Britannique	739	0	739
Oregon	Colombie-Britannique	1323	0	1323
Californie	Colombie-Britannique	3029	0	3029
Autre (e)	Colombie-Britannique	152	0	152
Total - Ouest		**5268**	**3**	**5265**
TOTAL		**19828**	**1688**	**18140**

Notes : (a) Ventes et achats seulement; ne comprend pas les échanges.
(b) Achats du Canada.
(c) Ventes au Canada.
(d) Commerce avec le New England Power Pool - on ne peut pas déterminer avec précision la distribution par État.
(e) Comprennent l'Idaho, le Nevada et l'Alaska.